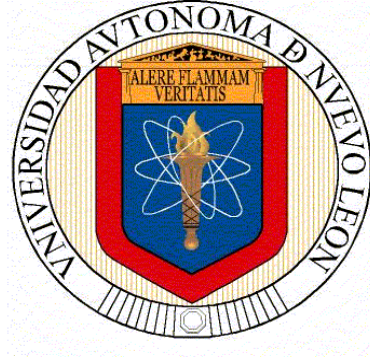


**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA**



**DMS PARA EL CONTROL DE FRECUENCIA**  
**EN MICRO-REDES MEDIANTE LA GESTION DE BMS**

**Por:**

**GUSTAVO PÉREZ HERNÁNDEZ**

**Tesis como requisito parcial para obtener el grado de:**

**DOCTOR EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**SAN NICOLÁS DE LOS GARZA, N.L., OCTUBRE 2020**



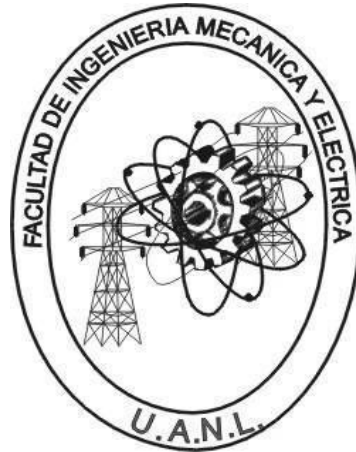
**UANL**

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN  
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA  
SUBDIRECCION DE ESTUDIOS DE POSGRADO**



**DMS PARA EL CONTROL DE FRECUENCIA EN MICRO-REDES  
MEDIANTE LA GESTION DE BMS**

**POR**

**M.C. GUSTAVO PÉREZ HERNÁNDEZ**

**EN OPCION AL GRADO DE DOCTOR EN INGENIERÍA  
ELÉCTRICA**

**SAN NICOLÁS DE LOS GARZA, NUEVO LEON, MEXICO Octubre de 2020**



# UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

**Universidad Autónoma de Nuevo León  
Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica  
Subdirección de Estudios de Posgrado**

Los miembros del Comité de Tesis recomendamos que la Tesis "**DMS PARA EL CONTROL DE FRECUENCIA EN MICRORREDES MEDIANTE LA GESTION DE BMS**", realizada por el alumno Gustavo Pérez Hernández, con número de matrícula 1005883, sea aceptada para su defensa como requisito para obtener el grado de Doctorado en Ingeniería Eléctrica.

El Comité de Tesis

Dr. Arturo Conde Enríquez  
Director

Dra. Erika Fernández Hernández  
Revisor

Dr. Ernesto Vázquez Martínez  
Revisor

Dr. Guillermo Gutiérrez Alcaraz  
Revisor

Dr. Cesar Angeles Camacho  
Revisor

Vo. Bo.

Dr. Simón Martínez Martínez  
Subdirector de Estudios de Posgrado



San Nicolás de los Garza, Nuevo León, noviembre de 2020

079



© Copyright by CONACYT 2020

All Right Reserve

*Para mi familia, mi madre y mis hijas: Male y Fer*

## AGRADECIMIENTOS

Primeramente, a dios y a mi madre quien me ha apoyado en mis decisiones para mi formación profesional.

Mi más sincero agradecimiento al Dr. Arturo Conde Enríquez por su orientación, apoyo y asesoría brindada para la culminación de esta tesis. Gracias Arturo por tus consejos y ánimos que me proporcionaste en todo este tiempo del doctorado.

Al comité doctoral por creer en la propuesta presentada y darme la oportunidad de pertenecer al grupo de estudiantes del DIE. A todos los doctores del programa que intervinieron durante mi estancia en este tiempo de doctorado y especialmente al Dr. Ernesto Vázquez Martínez, al Dr. Guillermo Gutiérrez Alcaraz, al Dr. David Alejandro Díaz, al Dr. Efraín Alcorta y al Dr. Cesar Elizondo. Agradezco a todos por sus consejos y ánimos para culminar este trabajo.

A todos mis compañeros y colegas estudiantes quienes me dieron la oportunidad de ser un amigo durante este tiempo, especialmente a Erika, José, Alberto, Osvaldo, Jairo, Mike, Gustavo, Julio, Noemi, Yendry y Joselito.

A ti Maco por todo el apoyo incondicional que me diste, por creer en mis ganas de superación y por haber sido una persona que estuvo siempre conmigo en las buenas y en las malas en todo este tiempo. Mil gracias.

Al CONACYT por su valioso apoyo económico y brindar la oportunidad de superación a profesionistas.

## TABLA DE CONTENIDO

<b>CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
1.1 Justificación y Motivación .....	1
1.2 Estado del arte .....	3
1.3 Hipótesis.....	6
1.4 Objetivo general .....	6
1.4.1 Objetivos específicos.....	7
1.5 Alcances y limitaciones .....	7
1.6 Estructura de la tesis.....	8
<b>CAPÍTULO 2. MICRO-REDES Y SISTEMA DE GESTIÓN EN DISTRIBUCIÓN (DMS) .....</b>	<b>10</b>
2.1 Introducción.....	10
2.2 Estado del arte .....	14
2.3 Clasificación de micro-redes .....	17
2.4 Arquitectura de una micro-red.....	18
2.5 Generación Distribuida.....	19
2.5.1 Modelo matemático y potencia del sistema eólico.....	20
2.5.1.1 Potencia del viento .....	20
2.5.1.2 Potencia mecánica .....	21
2.5.1.3 Potencia de transmisión.....	22
2.5.1.4 Potencia eléctrica.....	22
2.5.2 Modelo matemático y potencia del sistema fotovoltaico .....	26
2.5.3 Modelo del sistema microturbina .....	29
2.6 Representación de una micro-red con generación distribuida.....	30
2.7 Operación y control en las micro-redes.....	31
2.8 Representación de nodos débiles .....	33
2.9 Sistema de gestión en distribución (DMS).....	35
2.9.1 Representación de un DMS en un sistema micro-red.....	35

2.9.2 Funcionalidad del DMS.....	37
2.9.3 Arquitectura del DMS .....	37
2.10 Conclusiones del capítulo 2 .....	38
<b>CAPÍTULO 3. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO EN BATERIAS (BESS).....</b>	<b>40</b>
3.1 Introducción.....	40
3.2 Clasificación de los sistemas de almacenamiento.....	42
3.3 Tecnologías de baterías.....	43
3.3.1 Baterías de plomo ácido .....	43
3.3.2 Baterías de Níquel/Cadmio (NiCd) .....	43
3.3.3 Baterías de Ion/Litio (Li-ion) .....	44
3.4 Sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS/Li-Ion).....	45
3.4.1 Tipos de conexión de BESS/ Li-Ion con la utility.....	46
3.5 Potencia y Energía de un BESS.....	49
3.6 Representación del modelo matemático del BESS .....	50
3.7 Localización y dimensionamiento del BESS.....	54
3.8 Dinámica del BESS (Algoritmo propuesto) .....	55
3.9 Comprobación del algoritmo propuesto para los BESS .....	57
3.9.1 Escenario I .....	57
3.9.2 Escenario II .....	60
3.9.3 Escenario III .....	62
3.9.4 Escenario IV.....	64
3.10 Conclusiones del capítulo 3 .....	66
<b>CAPÍTULO 4. CONTROL DE FRECUENCIA EN MICRO-REDES .....</b>	<b>67</b>
4.1 Introducción.....	67
4.2 Control de Frecuencia en máquinas síncronas.....	69
4.2.1 Modelo del generador .....	69
4.2.2 Modelo de carga.....	71
4.2.3 Modelo de la turbina mecánica .....	71
4.2.4 Modelo del gobernador .....	72



4.3 Control de Frecuencia en fuentes de energía renovables.....	74
4.3.1 Regulación de frecuencia con fuentes de energía eólica .....	74
4.3.1.1 Control de inercia .....	75
4.3.1.2 Control de reserva .....	77
4.3.2 Regulación de frecuencia con fuentes fotovoltaicas.....	78
4.4 Control de Frecuencia en convertidores.....	79
4.5 Esquemas de acción remedial (RAS).....	82
4.5.1 Desconexión de carga (Load shedding) .....	82
4.5.2 Desconexión de generación (Generation shedding) .....	83
4.6 Representación de la variación de frecuencia en una MG.....	83
4.7 Conclusiones del capítulo 4.....	84
<b>CAPITULO 5. PLANEACIÓN Y OPERACIÓN DEL ESQUEMA DMS-BESS PROPUESTO.....</b>	<b>85</b>
5.1 Introducción.....	85
5.2 Planeación.....	87
5.2.1 Planeación de la micro-red .....	88
5.2.1.1 Ubicación optima de los BESS .....	89
5.2.1.2 Dimensionamiento óptimo de los BESS.....	92
5.3 Operación de micro-redes controladas con DMS.....	93
5.4 Regulación de frecuencia con el DMS propuesto.....	97
5.4.1 Rangos de frecuencia permitidos .....	97
5.4.2 Regulación de frecuencia DMS-BESS (Propuesto).....	99
5.5 Conclusiones del capítulo 5.....	101
<b>CAPÍTULO 6. OPERACIÓN DEL SISTEMA DE GESTION EN DISTRIBUCION .....</b>	<b>102</b>
6.1 Introducción.....	102
6.2 Datos de entrada para el sistema de prueba.....	103
6.3 Sistema de prueba.....	104
6.4 Resultados de la planeación .....	104
6.5 Resultados de la operación.....	107
6.5.1 Implementación del algoritmo en forma nodal.....	107

6.5.1.1 Escenario I .....	108
6.5.1.2 Escenario II .....	111
6.5.2 Implementación del algoritmo en red .....	114
6.5.2.1 Escenario I (micro-red débil) .....	115
6.5.2.2 Escenario II (micro-red modo isla) .....	118
6.5.2.3 Escenario III (sistema acción remedial) .....	121
6.6 Conclusiones del capítulo 6.....	125
<b>CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>127</b>
7.1 Introducción.....	127
7.2 Conclusiones .....	127
7.3 Contribuciones.....	128
7.4 Recomendaciones y trabajos a futuro .....	129
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>130</b>
<b>LISTA DE FIGURAS .....</b>	<b>141</b>
<b>LISTA DE TABLAS .....</b>	<b>144</b>

**RESUMEN****DMS PARA EL CONTROL DE FRECUENCIA EN MICRO-REDES MEDIANTE  
LA GESTION DE BMS**

M.C. Gustavo Pérez Hernández  
Universidad Autónoma de Nuevo León  
Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica  
Director de tesis: Dr. Arturo Conde Enríquez

Las redes eléctricas en media y baja tensión han evolucionado en su topología, transformándose de sistemas centralizados a descentralizados debido a la interconexión de generación distribuida (*distributed generation, DG*), específicamente de las fuentes de energía renovables (*renewable energy sources, RES*). Estos cambios en las redes fueron ocasionados por el aumento de la demanda en las últimas décadas y a las políticas energéticas desreguladas en las micro-redes (*microgrids, MG*). Estas *MG* operan mayormente interconectadas a la red principal (*utility*) y en ocasiones operan en forma aislada cuando se presenta una falla en el sistema, e inclusive cuando una micro-red está conectada a través de un alimentador principal con alta impedancia.

Debido a que la operación de las *MG* es compleja por la alta dinámica de fuentes no-despachables, los cambios topológicos y la dinámica de cargas; es necesario gestionar el control y la operación mediante un sistema de gestión de distribución (*distribution management system, DMS*). Este sistema monitorea en tiempo real todas las variables que intervienen en la operación de la red, haciendo un sistema inteligente y autónomo.

En este trabajo de investigación se propone un *DMS* para el control de frecuencia de una *MG* bajo condiciones de mala conexión con la *utility* y en modo aislada. Se analiza la red con un sistema de almacenamiento de energía en baterías (*battery energy storage system, BESS*) como fuente de energía

ajustable para obtener balance energético. La interacción del *BESS* con diferentes tipos de fuentes no reguladas y la dinámica de la demanda permite establecer escenarios operativos complejos para el control frecuencial de la micro-red.

El esquema propuesto en este trabajo está estructurado en dos etapas: la primera etapa consiste en la planeación del sistema para determinar la ubicación óptima y el dimensionamiento de las baterías; en la segunda etapa se realiza el análisis de la operación del sistema en tiempo real regulando, la frecuencia con los *BESS* que son controlados cada uno por un sistema de gestión en baterías (battery management system, *BMS*) a través del *DMS*.

La gestión dinámica de los *BESS* en tiempo real, propuesta en este trabajo, permite el cumplimiento de los parámetros de regulación de acuerdo con los estándares internacionales, asegurando un balance energético ante pequeños disturbios; manteniendo la variación frecuencial dentro de límites aceptables y activando los sistemas de acción remedial (*remedial action system, RAS*) para disturbios no tolerables.

Los resultados obtenidos de las pruebas realizadas bajo diversos escenarios operativos son satisfactorios, mejorando la operación y el control de las *MG* en tiempo real. Además, los algoritmos utilizados para la ubicación de las baterías y la regulación de frecuencia son aplicables a cualquier sistema eléctrico, ya sea *MG* o redes de distribución débiles.

## PUBLICACIONES REALIZADAS

### Capítulo de libro y revista indexada

- [1] Gustavo Pérez Hernández and Arturo Conde Enriquez, “*Impact of dynamic performance of batteries in microgrids, Chapter 7*”, Book: Distributed Energy Resources in Microgrids, Edit. Elsevier, ISBN: 978-0-12-817774-7, pp 185-214. 2019.
- [2] G. Pérez, A. Conde, “*Frequency regulation of a weak microgrid through a distribution management system*”, Electric Power Systems Research 184, journal homepage: [www.elsevier.com/locate/epsr](http://www.elsevier.com/locate/epsr), <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106320>, March 2020.

### Conferencias

- [1] G. Pérez. A. Conde, G. Gutiérrez, “*Dynamic State of BESS in Microgrids*”, 2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe), DOI 10.1109/EEEIC.2019.8783652, May 2019.
- [2] Stephany Farfan-Ramirez ; Guillermo Gutierrez-Alcaraz ; Gustavo Perez-Hernandez, “*Two Lossy Multi-period Optimal Power Flow Formulations with Renewable Energy and Storage*”, 2018 North American Power Symposium (NAPS), DOI: 10.1109/NAPS.2018.8600653, Sept. 2018.

## CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1 Justificación y Motivación

Recientemente los esfuerzos de investigación están enfocados en tres aspectos importantes: las expectativas de la creciente demanda de energía eléctrica, la preocupación por los nuevos costos de transmisión y los problemas de operación en distribución; esto ha impulsado nuevas acciones en la búsqueda de alternativas para reducir el estrés de los sistemas de energía centralizados [1]. Además de la degradación del medio ambiente ocasionado por la liberación de partículas contaminantes producidas por la quema de combustibles fósiles para la generación de energía y el agotamiento de los recursos energéticos convencionales. Estos aspectos han influenciado la intervención de las fuentes de energía renovables como son los sistemas eólicos y fotovoltaicos dentro de los sistemas de distribución o *MG*.

La energía renovable se ha convertido en una opción más para el apoyo de las redes eléctricas haciéndose cada vez más atractiva. Sin embargo, la intermitencia y la incertidumbre de este tipo de fuentes, plantea desafíos significativos para lograr una penetración más profunda en los sistemas de energía existentes [2]. Otra característica de las fuentes renovables intermitentes en las redes es la falta de inercia, debido a que, si existe una alta penetración de dichas fuentes; la inercia del sistema de energía disminuye por la reducción de las máquinas rotativas conectadas directamente. Como resultado, los sistemas eléctricos requerirán de la adaptación de nuevas estrategias o alternativas operativas para incluir estas fuentes.

En una *MG*, los desbalances entre la generación y la demanda ocasionan una variación de frecuencia [3]. Para mantener la frecuencia en un valor

aceptable por el código de regulación de energía en cierta región, la red depende de máquinas rotativas sincrónicas conectadas que almacenan la energía cinética que se extrae de los desbalances de energía repentinos que se presentan en diferentes instantes durante un ciclo completo de tiempo. Sin embargo, debido a las nuevas regulaciones ambientales y a las reservas de combustibles fósiles, los generadores convencionales están siendo reemplazados por las *RES*.

Con la alta participación de las fuentes renovables en la red, se presentan varios factores de riesgo que se tienen que considerar: 1) El comportamiento del viento y la irradiación solar son variables inciertas en cada instante de tiempo, esto ocasiona incertidumbre en la operación del sistema. 2) Estas *RES* están conectadas a la red por medio de inversores electrónicos que desacoplan electrónicamente la fuente y la red, reduciendo la inercia efectiva afectando la confiabilidad y estabilidad del sistema y 3) La inercia rotacional está relacionada con la frecuencia mínima y con la tasa de cambio de frecuencia (*rate of change of frequency, ROCOF*).

Considerando los aspectos y factores de riesgo antes mencionados, se puede decir que los sistemas de distribución se van haciendo más complejos y por lo tanto más difícil de controlarlos. Por lo que es necesario el desarrollo de sistemas avanzados de gestión de energía para controlar las variables eléctricas de la red.

La motivación para realizar este trabajo de investigación fue la de diseñar un sistema de control dentro de una *MG* o red de distribución, capaz de monitorear y controlar las variables que determinan la estabilidad frecuencial de la red, cuando está integrada con *RES* mediante el apoyo de sistemas de almacenamiento en baterías. El objetivo de utilizar los sistemas de almacenamiento operados con un *DMS* es obtener una respuesta de acción rápida (inercia) ante una variación de frecuencia, considerando límites de carga y descarga cada instante de tiempo en las baterías, operaciones de carga y descarga dentro de un intervalo de tiempo y la capacidad de descarga completa mínima o carga completa máxima.

## 1.2 Estado del arte

En los años recientes la utilización de la energía eléctrica se ha incrementado exponencialmente en las redes de distribución, haciendo más compleja su operación y control. Esta complejidad motivó la entrada de redes inteligentes en distribución soportadas por sistemas de gestión, apoyando al centro de control y operación para mejorar la confiabilidad, continuidad y calidad del servicio de energía eléctrica, minimizando los tiempos de interrupción y manteniendo los niveles de frecuencia y voltaje dentro de los límites permitidos por el código red. En esta línea de investigación se presentan algunos trabajos realizados sobre técnicas y algoritmos de optimización, que son base de un *DMS* para mejorar la operatividad de las redes de distribución.

Desde ya hace algunos años, las investigaciones en el área de control de las *MG* han surgido tratando de resolver problemas de control de voltaje a través de programas incluidos en los *DMS* [4]. Dentro de las acciones de un sistema de gestión de energía, está la participación en el sector del mercado eléctrico considerando los costos de operación de las fuentes distribuidas [5], los precios del mercado proporcionados por un controlador central de una micro-red que recibe las ofertas tomando en cuenta los límites de la producción de energía y las ofertas de cargas [6]. En [7] utilizan una estrategia de gestión de potencia para una red eléctrica que se encuentra integrada por varias unidades de generación distribuida utilizando un controlador proporcional integral para restaurar la frecuencia y compensar la potencia reactiva. El objetivo de este trabajo es la comunicación que se da entre la *DG* que se conectan a la *utility* a través de fuentes convertidoras de tensión (*voltage converter sources VCS*). Algunas de las tecnologías de las micro-redes que soportan los *DMS* se estudian en [8], en donde se enfocan en sistemas multi-agentes (*multi-agent systems, MAS*), utilizando una estructura de control jerárquico para la operación, control, protección y seguridad en la comunicación de la red. Otro enfoque utilizado en el control de *MAS* es el manejo de la energía, y el acoplamiento múltiple de los recursos de energía distribuida (*distributed energy resources, DER*), sistemas de



almacenaje y cargas [1]. En las investigaciones recientes, la gestión de energía en las redes ha estado determinada por algoritmos heurísticos, los cuales se han podido adaptar a la solución de problemas multiobjetivo. En [9] se considera la incertidumbre de perfiles de cargas y condiciones meteorológicas asociadas para reducir emisiones de carbón al ambiente y reducir costos de energía en un período de 24 hrs.

Los sistemas avanzados de gestión en distribución se han utilizado para monitorear las reservas disponibles de todas las fuentes de la red, considerando funciones de protección a través de un estimador de estado dinámico (rápido, confiable y distribuido) en tiempo real. Esta aplicación se ha denominado "*Reserve-O-Meter*" [10]. Aquí se calcula en tiempo real, la disponibilidad de las reservas de las fuentes de generación, propiedad del cliente y de los servicios públicos que se pueden utilizar en caso de una contingencia. Un *DMS* debe tener la capacidad de operar y monitorear una red de distribución con estructuras jerárquicas y no jerárquicas, teniendo base de datos que pueda analizar en tiempo real y que se pueda aplicar a cualquier sistema de gestión para adaptarlo a las necesidades de los clientes o servicios públicos [11]. Dentro de estas necesidades están la velocidad de ejecución y la convergencia de los programas de aplicación. Por otro lado, el concepto de la respuesta a la demanda también ha sido parte de una aplicación y reto dentro de un *DMS*, se acciona durante los instantes de tiempo de carga máxima para disminuir la demanda total en el sistema de distribución durante un intervalo de tiempo determinado [12].

En [13] se analizan algunos avances que se han desarrollado de *MG* con un enfoque especial a las diferentes modalidades de despacho y a los esquemas de control, utilizando tres tipos de tecnologías: de comunicación distribuida, de gestión de carga, y de estrategias de protección aplicadas a las redes eléctricas. Entre las operaciones de un *DMS* está el de la programación multietapa, la cual consiste en programar cada fuente distribuida, incluyendo los sistemas de almacenamiento en donde cada nodo tiene comunicación local con los nodos más cercanos compartiendo la información de cada una de las variables globales entre ellos [14]. A través de programación, los sistemas de almacenamiento

pueden almacenar la energía renovable cuando la producción es alta o el precio de la electricidad es baja, y apoyar la demanda cuando la electricidad es alta. En relación con los sistemas *MAS* se han propuesto básicamente a un grupo de agentes inteligentes que interactúan entre sí para lograr los objetivos locales y globales. Cada uno de los agentes está limitado por el conocimiento de datos de su entorno que se proporciona en un paquete de tareas y responsabilidades asignadas con el fin de lograr sus objetivos, intercambiando información con otros agentes [15]. Así mismo, en [16] utilizan un control distribuido apoyado en *MAS* para abordar limitaciones de igualdad (que es el requisito de equilibrio entre la oferta y la demanda de los sistemas de energía) y desigualdad (que caracterizan los límites de regulación de los generadores) mediante el acoplamiento de las fuentes de generación local basadas en la actualización del diseño del algoritmo gradiente de optimización. Cada fuente de generación tiene un agente relacionado que se comunica solo con sus agentes vecinos y la topología de las vías de comunicación, están diseñadas sobre la base de la regla, que puede mejorar de modo significativo la robustez frente a fallas presentadas.

En [17] utilizan la estimación de estado de una red de distribución (*distribution state estimation, DSE*) integrada en un *DMS* para obtener una visión apropiada de los estados de calidad de la micro-red. Esta optimización se realiza de la siguiente manera: se determina el estado de la red de distribución mediante 1) las mediciones de potencia, voltaje y corriente en tiempo real, 2) las derivaciones diarias de los perfiles de carga, 3) las normas de control de cambiadores de derivación en transformadores bajo carga (*under load tap changing transformer, ULTC*), 4) los datos estimados en el suministro de la red y 5) las fuentes para el control de potencia activa y reactiva.

Hoy en día, la gestión de fuentes de energías renovables y distribuidas ha ido evolucionando en la forma de operar las redes de distribución. La mayoría de las compañías adaptan sus *softwares* y los personalizan para gestionar la energía eléctrica que utilizan, y esto genera que otros clientes no puedan utilizarlos porque no son compatibles con su sistema o los costos de estas herramientas son muy elevadas; por lo que algunos trabajos de investigación se

han estado enfocando en la elaboración de estos programas para *DMS* basados en código abierto como en [18], donde monitorean y controlan una red de distribución combinando varios softwares como *OpenDSS*, que provee varios algoritmos para manipular variables eléctricas, *Jgraph* que es una biblioteca gráfica, *ActiveMQ* como un corredor, *Cassandra* como un mecanismo de almacenamiento y *CIM*, como un modelo intermedio para analizar y realizar cálculos de la energía producida en el sistema.

### **1.3 Hipótesis**

La variación de voltaje y frecuencia en un sistema de distribución o en una *MG* es principalmente ocasionada por la incorporación de fuentes renovables al sistema, ya que tienen una naturaleza intermitente y limitaciones para el control de potencia.

La operación de una *MG* con interconexión débil o en modo aislado presenta un escenario operativo de mayor vulnerabilidad ante pequeñas variaciones energéticas pudiendo ocasionar desviaciones intolerables de frecuencia.

Con la integración de sistemas de gestión que incluyen el control de baterías para entregar o absorber los desbalances energéticos, se modulará dentro de márgenes operativos las desviaciones frecuenciales; y para desbalances mayores a la capacidad de baterías o por limitaciones operativas, se activarán sistemas remediales para el disparo de carga o desconexión de generación.

### **1.4 Objetivo general**

Implementar un sistema de control de frecuencia para un sistema de distribución o micro-red integrado en un *DMS* tomando acciones de regulación hacia un *BMS* considerando restricciones en la operación de las baterías.

### **1.4.1 Objetivos específicos**

Modelar la dinámica de potencia de salida de las fuentes renovables (eólicas y fotovoltaicas) en un horizonte de 24 h.

Modelar el estado de carga y descarga de las baterías en cada instante de tiempo considerando el número de operaciones de carga/descarga, cantidad de potencia de carga/descarga, y la carga máxima y descarga mínima de las baterías, con la finalidad de alargar el ciclo de vida de éstas.

Evaluar el modelo dinámico de las baterías implementadas en un sistema de distribución con generación distribuida, considerando el balance de la frecuencia de una micro-red interconectada en la red principal (modo débil) y en modo isla. Activar esquemas de acción remedial cuando las baterías no alcanzan a regular la frecuencia dentro de los límites permitidos.

### **1.5 Alcances y limitaciones**

En esta investigación se realizaron las pruebas en micro-redes; sin embargo, la metodología propuesta en este trabajo es aplicable a cualquier tipo de sistema de distribución o industrial.

En el modelo del sistema de almacenamiento en baterías no se consideró la temperatura ni la resistencia interna.

En esta investigación se utilizó el programa de flujos de potencia como herramienta para considerar las variables de medición en tiempo real cada instante durante todo el ciclo completo de las 24 hrs, esto ayudó a las acciones del *DMS* sobre los *BMS* durante la operación de la red.

## 1.6 Estructura de la tesis

La estructura de esta tesis está organizada de la siguiente manera. El capítulo 1 contiene la introducción general de los *DMS* que incluye la justificación de esta investigación, el estado del arte, la hipótesis, los objetivos de este trabajo y los alcances y limitaciones.

En el capítulo 2 se describe teóricamente el concepto y estructura de las micro-redes, incluyendo los modelos de la generación distribuida y el análisis de los vectores de salida de potencia de dichas fuentes. Se describe la operación y control de las *MG*. Así mismo está enfocado en el concepto, operación y control de un *DMS*. En el desarrollo de esta sección se consideró la funcionalidad, soporte y decisiones que debe considerar un sistema de gestión para la buena operación de una red eléctrica.

El capítulo 3 está dedicado a los sistemas de almacenamiento en baterías, aquí se abordan los tipos de baterías utilizados en los sistemas de energía grandes y sus características. Se abordan los tipos de conexión con las empresas eléctricas (*utility*) y las diferentes aplicaciones que tienen. Se integró en esta sección el modelo matemático de las baterías propuesto para la regulación de frecuencia, considerando diferentes características de operación de éstas. Se realizaron varias simulaciones en donde se demuestra que el algoritmo aplicado para la gestión de estos dispositivos es efectivo.

En el capítulo 4 se presenta el análisis del control de frecuencia. Este capítulo está integrado con información sobre regulación de frecuencia en los generadores síncronos y algunas aplicaciones encontradas en sistemas eólicos y fotovoltaicos. Así como la estructura de los convertidores conectados en la red para la regulación de frecuencia con la electrónica de potencia.

El capítulo 5 está conformado por las aportaciones de este trabajo. Se describe detalladamente la metodología para la planeación de la micro-red incluyendo el pseudocódigo para la ubicación y dimensionamiento de los *BESS*. Así como el diagrama de flujo propuesto para la regulación de frecuencia. Estas dos etapas se encuentran dentro del *DMS*.

El capítulo 6 presenta los resultados de prueba de la planeación, operación y control de una micro-red operada por el *DMS*. Aquí se utilizan los vectores de salida de potencia de las fuentes distribuidas y los flujos de potencia como herramienta para la simulación. A través de restricciones en la generación de la microturbina, se logra la participación de los sistemas de almacenamiento en cada periodo de 5 min durante todo el ciclo completo de 24 hrs. Este procedimiento se realiza para demostrar que, teniendo mediciones de las variables a controlar en cada uno de los nodos, el *DMS* puede procesar esa información para accionar los *BESS* instalados en cada uno de los nodos óptimos.

En el capítulo 7 se describen las conclusiones generales, aportaciones y recomendaciones de este trabajo.

## **CAPÍTULO 2. MICRO-REDES Y SISTEMA DE GESTIÓN EN DISTRIBUCIÓN (DMS)**

### **2.1 Introducción**

Los sistemas eléctricos tradicionales estaban conectados a centrales generadoras a través de líneas de transmisión de alta tensión (AT) a una red eléctrica de distribución que alimentaba directamente a las cargas de los usuarios. Este sistema de transmisión cambio su estructura de redes locales y regionales a un sistema de red interconectado que fue gestionado con protocolos coordinados de planeación y operación. Las cargas eléctricas han ido en aumento, y el consumo de energía se ha incrementado en estos últimos años a un ritmo impredecible ocasionando que la tecnología evolucione en el contexto operativo y regulatorio. Durante varias décadas, los avances tecnológicos en los sistemas eléctricos han ido renovándose para adaptarse a los cambios en su topología actualizándose tecnológicamente en los dispositivos de alta tensión, en el aumento de generación de energía con fuentes de generación renovables, en la electrónica de potencia en la parte de corriente continua (CC) en AT y en sistemas de transmisión de corriente alterna flexibles (*flexible AC transmission systems, FACTS*), en las técnicas de respuesta a la demanda y gestión de carga, y en los avances computarizados para el monitoreo, control, protección y gestión de redes para su planificación y operación en tiempo real. Estos cambios en la tecnología son ocasionados por el incremento de la tasa de cambio en la industria de energía eléctrica y en las nuevas regulaciones que han ocasionado la entrada de los mercados eléctricos mayoristas con el objetivo de proveer energía a precios competitivos para que todos los usuarios puedan beneficiarse adquiriendo energía a precios más accesibles.

Con la entrada de las *RES*, los costos para los consumidores han disminuido y la sostenibilidad ambiental ha aumentado, pero también complican la gestión de la red debido a la forma intermitente de generar energía ya que se presenta la problemática de la necesidad de regulación, reservas y rampas. Actualmente los usuarios requieren balancear su generación y demanda utilizando la *utility* como respaldo o reservas cuando su generación local no se encuentra disponible. Además, estos clientes esperan inyectar a la red el exceso de generación para recibir una remuneración por la energía producida sin tomar en cuenta todas las restricciones que se deben considerar cuando se interconectan a la red principal. Esta transformación del sistema eléctrico ha ocasionado cambios repentinos en la operación de los grandes sistemas de distribución, que por necesidades operativas, han llegado a la formación de las micro-redes con la finalidad de atender más de cerca las cargas distribuidas en la red con *DG*. Hoy en día, los *BESS* han sido de gran apoyo para la mitigación de la variabilidad de las *RES*, además de aportar energía en picos de demanda alta y almacenar energía en demanda baja. Es de importancia recalcar que estos sistemas de almacenamiento también intervienen en los mercados eléctricos.

Una *MG*, es un sistema eléctrico que está constituido por un conjunto de cargas conectadas a la red y los *DER* en media y baja tensión cumpliendo con los límites y parámetros eléctricos bien definidos que actúan como un sistema controlable con respecto a la *MG*. Estas fuentes pueden ser microturbinas, sistemas eólicos, sistemas fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento como: baterías, volantes, condensadores de energía, bombeo de agua, etc. [6]. Al incorporar fuentes de energía renovable no convencionales cerca de las cargas dentro de una micro-red, ayuda a reducir los costos de generación proporcionando seguridad y continuidad de energía a los usuarios, a esto se le conoce como *DG*. Dichas fuentes pueden interactuar de manera no-autónoma, si la red se encuentra interconectada con la red principal, o de manera autónoma si se encuentra de forma aislada. La operación de las *MG* en la *utility* puede proporcionar diferentes beneficios para el buen rendimiento del sistema eléctrico



si se gestionan y se coordinan de manera adecuada y eficiente a través de un sistema de gestión de energía en distribución.

Un *DMS* es un conjunto de componentes de software que monitorean y controlan la red mediante una red de área amplia (*wide area network, WAN*) con el objetivo de optimizar el comportamiento de una red eléctrica inteligente (figura 2.1). Por lo tanto, permiten a las empresas suministrar energía de una manera más confiable, eficiente y segura [19]. Los sistemas *DMS* se basan en los sistemas de Control de Supervisión de Adquisición de Datos (*supervisory control and data acquisition, SCADA*) existentes y deben tener la capacidad de garantizar la robustez del sistema mediante el análisis de la información recibida de los elementos de la micro-red (voltaje, frecuencia y despacho) y la respuesta de las acciones resultantes para controlar las variables. Las subestaciones son monitoreadas remotamente por sistemas *SCADA* en redes de distribución, y sus datos no están disponibles para otro sistema, por lo que requiere coordinación manual. Por lo tanto, se necesita una integración completa de *DMS* para lograr una comunicación inteligente entre los mismos componentes del sistema para reducir las interrupciones, minimizar el tiempo de interrupción, mantener los niveles de tensión aceptables y reducir las pérdidas en las líneas.

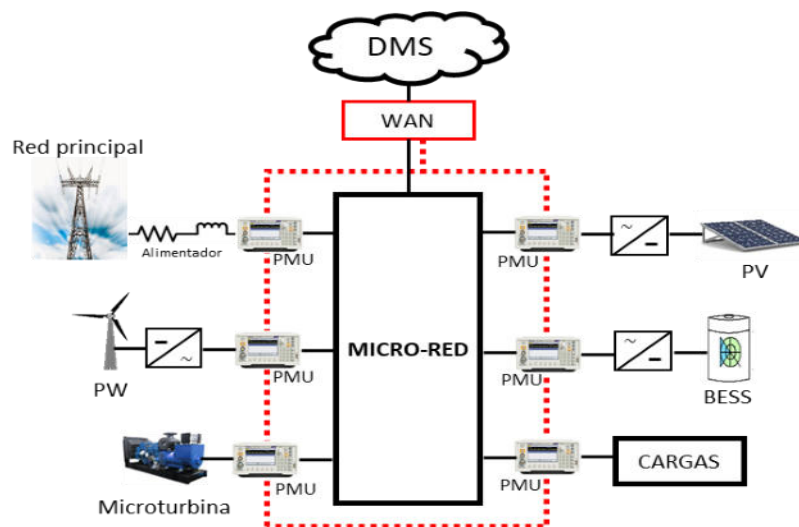


Figura 2.1 Red WAN para un DMS

Para el caso de una micro-red interconectada a la red principal, la generación convencional se puede controlar, mientras que la generación renovable no es posible su control directamente. En este sentido, cuando se presentan escenarios de desbalance energético dentro del sistema, este es resuelto por la propia robustez de la *utility*. Por otro lado, cuando la *MG* se encuentra en forma aislada, las microturbinas pueden operar como generadores controlables apoyando a las fuentes no controlables como sistemas fotovoltaicos y aerogeneradores, sin incluir los sistemas de almacenamiento. Todas estas fuentes de energía deben estar administrados por un controlador de micro-redes para optimizar la operación del sistema en función de un objetivo específico.

La forma más común de proporcionar energía a un área de servicio es por medio de un punto de acoplamiento común (*point of common coupling, PCC*) con la red principal de energía. A pesar de esto, podría ser poco práctico si alguna comunidad que requiere esta energía se encuentra muy lejos de la red existente. Un modo de operación de una *MG* que no está muy mencionada en la literatura es la micro-red en modo débil. Este tipo de sistemas, son aquellos que se encuentran ubicados geográficamente alejados de la *utility* con enlaces débiles (alimentador principal con alta impedancia) y tiende a caer en estado inestable muy fácilmente por alguna contingencia eléctrica considerable. Por lo tanto, esta red presenta variaciones de tensión y de frecuencia quedando el sistema desbalanceado al presentarse una falla o al desconectarse de la *utility* [20][21].

En la figura 2.2 se presenta un esquema de una micro-red débil desde un *PCC*.

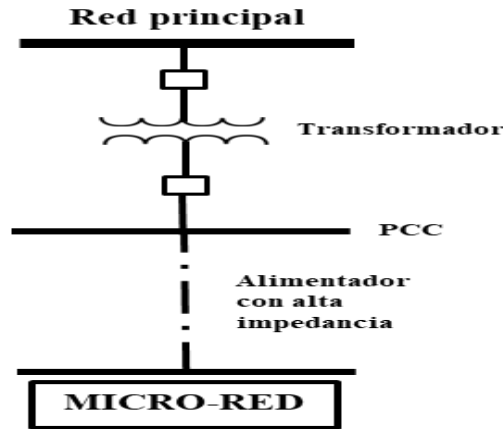


Figura 2.2 Esquema de una MG débil.

## 2.2 Estado del arte

En la actualidad se están presentando algunos retos entre los investigadores en la aplicación de las *MG* futuras para lograr una red eléctrica eficiente, confiable, flexible e inteligente. Una problemática que se ha tenido actualmente es la falla de las micro-redes en áreas remotas debido a la falta de planificación en las estrategias para este tipo de comunidades. En [22] proponen un modelo para examinar críticamente los factores de falla basados en las perspectivas social, técnica, económica, ambiental y política (*social, technical, economic, environmental and political perspectives, STEEP*) analizando diferentes tipos de tecnologías en las micro-redes. Uno de los retos principales que se está presentando es el análisis en tiempo real de la operación confiable de las *MG* como en [23] en donde prueban y analizan las estrategias de control con un simulador digital en tiempo real (*real time digital simulator, RTDS*) desafiando los diferentes perfiles de ráfagas de viento para turbinas eólicas, perfiles de carga baja y carga máxima. Con la presencia de la generación distribuida sobre todo renovables y sistemas de almacenamiento, las redes de distribución se han transformado de redes pasivas a redes activas por lo que también presentan desafíos técnicos como control de voltaje, control de frecuencia, formación de isla y protección de las mismas [24], tal es el caso para [25] en donde se enfocan en técnicas de control centralizado y descentralizado

de unidades de generación distribuida y cargas flexibles para *MG* que incluyen sistemas de almacenamiento de energía, recursos energéticos distribuidos y módulos de interfaz de electrónica de potencia en micro-redes.

Existen metodologías para un despacho en conjunto de respuesta a la demanda (*response to demand, DR*) y generación distribuida [26] para proporcionar energía y reserva por parte de un suministrador de potencia virtual (*virtual power player, VPP*) que opera una red de distribución. Estos *VPP* [27] pueden agregar varios tipos de recursos de energía distribuida, como *DG*, almacenamiento, *DR* y vehículos eléctricos. Se han propuesto metodologías de programación totalmente distribuidas [14] basadas en un control óptimo en tiempo discreto llamado, *prima-dual* de descenso de gradiente. El objetivo es que el centro de control sea eliminado y que el programa óptimo para todos los dispositivos se encuentre únicamente a través de la coordinación iterativa de cada dispositivo con su vecino.

Algunas investigaciones proponen un control de una micro-red planificando cada intervalo de tiempo como en [9] que desarrollan un nuevo enfoque para una gestión energética óptima de la distribución eléctrica en redes inteligentes de distribución. La novedad del enfoque propuesto reside en considerar la programación óptima de las unidades de generación de un proceso de planificación automática en un entorno dinámico, no determinista y no totalmente observable, acercándose a las condiciones reales.

Hoy en día, los trabajos de investigación sobre el control de *MG* han sido exhaustos debido a la fuerte penetración de las fuentes renovables que han provocado disturbios en las líneas de distribución por su propia intermitencia. Por lo tanto, las principales variables a controlar en una *MG* con *RES* interconectadas son la frecuencia y el voltaje. Los trabajos reportados representan una tendencia hacia la autosuficiencia de las redes eléctricas para el mejor aprovechamiento de la energía intermitente, y una arquitectura de operación aislada de la red eléctrica.

En la Tabla 2.1, se mencionan diferentes aportaciones para la operación de las micro-redes y su modo de operación.

Tabla 2.1 Algunas aplicaciones en las micro-redes

	Modo de operación/sistema	Contribución y aplicaciones
1	Conectada 5 buses [14]	Llevar a cabo la programación óptima de dispositivos de almacenamiento y generación distribuida en redes inteligentes.
2	Aislada 6 buses [28]	Minimización del costo del despacho económico mediante energías renovables (solar, eólica y dispositivos de almacenamiento).
3	Conectada smart community [29]	Proponen un esquema de gestión energética para maximizar el uso de la energía solar en una micro-red inteligente.
4	Conectada 7 buses [15]	Proponen un control jerárquico para maximizar el excedente de la GD, el excedente de la carga y el excedente de la GD y carga al mismo tiempo.
5	Conectada 33 buses [26]	Proponen una metodología para optimizar el despacho de la respuesta a la demanda en conjunto con la generación distribuida para proporcionar energía y reserva.
6	Conectada 4 buses [7]	Gestionan las potencias reales y reactivas de las unidades de GD interconectadas electrónicamente en una micro-red.
7	Conectada 54 buses [30]	Estrategia de control para gestionar la potencia activa y reactiva local basada en redes neuronales ( <i>neural networks</i> , <i>NN</i> ), capaz de regular los perfiles de tensión en los buses donde está conectada la DG.
8	Aislada 20 buses [31]	Describen un modelo de inversor y una simplificación de reserva rodante en micro-redes en CA para mantener la estabilidad de frecuencia y la estabilidad de voltaje a través de un control para dimensionar el sistema de almacenamiento.

La operación de una *MG* dentro de los rangos eléctricos aceptables proporciona beneficios para los clientes y las compañías de servicios públicos. Estas regulaciones aumentan la eficiencia energética minimizando el consumo de energía y reduciendo la emisión de contaminación en el ambiente. Así como la mejora y continuidad del suministro de energía.

### **2.3 Clasificación de micro-redes**

En la actualidad las *MG* se han ido clasificando de acuerdo con su operación autónoma y su magnitud. Según el instituto de *microgrid* [32] se clasifican de la siguiente manera:

- *Microgrid* del campus integrado en la red pública: Estas generalmente operan interconectadas a una red eléctrica local y pueden operar en modo isla en presencia de una falla eléctrica en la red principal. Ejemplos de este caso son campus universitarios, prisiones y bases militares.
- *Microgrid* comunitaria: Se encuentra en zonas alejadas de la urbanización e interconectada a la red principal y se utiliza para proporcionar el suministro de energía eléctrica a una comunidad integrada por varios consumidores.
- *Microgrid* fuera de la red principal: También llamada mini-grids, es la micro-red que opera en modo aislada en lugares lejanos y que funciona en modo isla.
- *Nanogrids*: Este tipo de red es la que alimenta a un edificio único, como una fábrica, un centro comercial, una facultad u otros sistemas, como estaciones de bombeo, etc.

## 2.4 Arquitectura de una *micro-red*

Para el diseño de una *MG* se deben considerar los factores representados en el esquema de la figura 2.3.

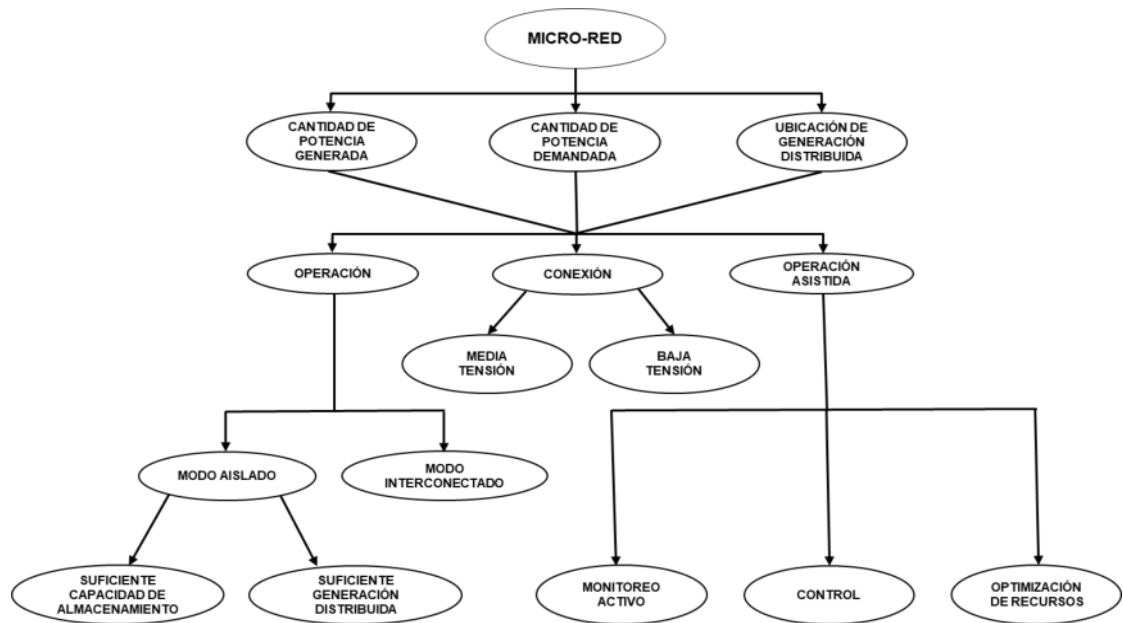


Figura 2.3 Consideraciones para la operación de una *MG*.

En este tipo de redes la correcta ubicación de los generadores (fuentes de energía) y las cargas eléctricas tienen una gran ventaja con respecto a otros sistemas de generación que se han ido integrando en la red sin considerar su ubicación. Estas micro-redes normalmente se encuentran conectadas en sistemas de baja tensión, pero también es posible conectarlas en media tensión y funcionan normalmente interconectadas a la red principal. Sin embargo, también pueden operar en forma aislada cuando existe algún disturbio en el sistema o se encuentre conectada a través de un alimentador de gran longitud o cuando se requiera proporcionar energía a una zona rural aislada de la red principal. Uno de los requerimientos que debe tener una red para operar continuamente en modo isla, es que debe tener la capacidad suficiente de generación y almacenamiento para el suministro de energía hacia las cargas cuando se requiere, o en su caso, gestionar dicha generación a lado de la

demanda. Cuando una *MG* está siendo operada a través de un monitoreo activo y un control eficiente, existe una optimización de los recursos disponibles dentro de la misma red para lograr una solución óptima en las diferentes partes interesadas involucradas y esto tiene una gran ventaja con respecto a las redes pasivas con generación distribuida sin control.

Desde el punto de vista de una red, una *MG* puede considerarse como una entidad controlada dentro del sistema de energía que puede operarse como una única carga agregada al sistema, o como una fuente al existir una remuneración económica al inyectarle energía a la red hablando de mercados eléctricos [6].

## **2.5 Generación Distribuida**

Como ya se mencionó, la generación distribuida o generación descentralizada es una forma de producir energía eléctrica a pequeña escala cerca de las cargas en una red de distribución o micro-red. Esta *DG* consiste en generadores modulares como microturbinas y fuentes de energía renovable que ofrecen en la actualidad muchos beneficios potenciales que proporcionan costos más bajos de energía eléctrica, mayor confiabilidad y seguridad en una red y menor impacto ambiental que los generadores convencionales.

A diferencia de las centrales generadoras de gran tamaño que se encuentran muy lejos de los centros de carga en una red eléctrica de distribución y de transmisión, la generación distribuida utiliza numerosas fuentes a menor escala, que pueden entregar energía en sitios donde la red eléctrica pública tiene poca participación. Estas tecnologías pueden producir potencias que van desde los kilowatts (kW) hasta los megawatts (MW).

Uno de los problemas de las fuentes renovables no controladas e intermitentes (turbinas eólicas y fotovoltaicas) es que la disponibilidad de viento y de la irradiación solar pueden no coincidir con los picos de la demanda. Sin embargo, cuando en una *MG* se incluye además de las fuentes renovables los sistemas de almacenamiento en baterías. Estas pueden almacenar la energía



que se está generando y no utilizando por la red, para después liberarla cuando se requiera.

Las potencias inyectadas de las fuentes renovables y microturbina en cada nodo del sistema eléctrico propuesto en este trabajo fueron modeladas considerando las pérdidas y eficiencias energéticas que suelen quedarse durante el proceso de producción de energía eléctrica. En este análisis no se consideró el modelo matemático del inversor, ya que se está asumiendo que no interviene en el estado estable de la operación del sistema. En trabajos a futuro es importante considerar el modelado de estos en detalle, ya que uno de los requisitos que se está considerando en las normas IEEE 1547 / UL 1741 es que los convertidores deben permanecer conectados durante un tiempo específico y luego desconectarse ante una contingencia. Además, de proporcionar soporte a la red con potencia activa y reactiva para la regulación de frecuencia y voltaje [33].

### **2.5.1 Modelo matemático y potencia del sistema eólico**

Una representación muy general de la variación de la potencia de salida de los sistemas eólicos se determina con la relación velocidad nominal del viento y la potencia de la turbina eólica. La potencia eléctrica en la salida de un aerogenerador está modelada por cuatro diferentes ecuaciones relacionadas entre sí, a través de las eficiencias en cada uno de los módulos de transmisión de energía. Estos módulos están denominados como potencia del viento, potencia mecánica, potencia de transmisión y potencia eléctrica [34].

#### **2.5.1.1 Potencia del viento**

La potencia del viento  $P_w$  (wind power, PW), es la fuerza que acciona las palas del rotor del aerogenerador, y esta depende de la velocidad del viento  $v$  (m/s), la densidad del aire  $\rho$  (kg/m<sup>3</sup>) y el área barrida por las palas del rotor en m<sup>2</sup>. Esto es:

$$P_w = \frac{1}{2}(\rho A v^3) \quad (2.1)$$

La ecuación de la densidad del aire calculada en [34], está representada en la ecuación (2.2).

$$\rho = 3.485 \left( \frac{p}{T} \right) \quad (2.2)$$

Donde  $p$  es la presión en  $kPa$  (kilo pascal) y  $T$  la temperatura absoluta en Kelvin.

#### 2.5.1.2 Potencia mecánica

Los alabes o palas de la turbina eólica extraen la potencia del viento convirtiéndola en potencia mecánica como se muestra en la ecuación (2.3).

$$P_m = C_p \left( \frac{1}{2} \rho A v^3 \right) \quad (2.3)$$

Donde  $C_p$  es llamado coeficiente de potencia y es una porción de la potencia extraída de la potencia del viento. El valor máximo teórico de  $C_p$ , está definido por el límite de Betz con un valor de 59.3 %, el cual indica que una turbina eólica, nunca puede extraer más de esta cantidad de potencia de una corriente de viento. Este coeficiente varía con la velocidad del viento, la velocidad rotacional y el ángulo de inclinación (*pitch*) de las aspas.

### 2.5.1.3 Potencia de transmisión

La potencia mecánica mostrada en la ecuación (2.3), que es la potencia en el eje, está acoplada a la caja de transmisión o caja de engranajes. Una forma de representar la potencia de transmisión es a través de su eficiencia  $\eta_m$

$$P_t = \eta_m P_m = \eta_m C_p \left( \frac{1}{2} \rho A v^3 \right) \quad (2.4)$$

### 2.5.1.4 Potencia eléctrica

Finalmente, la potencia en la salida del aerogenerador  $P_e$  está determinada por el producto de la potencia de salida de la caja de transmisión por la eficiencia del generador eléctrico  $\eta_g$ .

$$P_e = \eta_g P_t = \eta_g \eta_m C_p \left( \frac{1}{2} \rho A v^3 \right) \quad (2.5)$$

En forma general, el diagrama de bloques que representa el flujo de potencias desde la fuerza del viento hasta la energía eléctrica está representada como sigue:

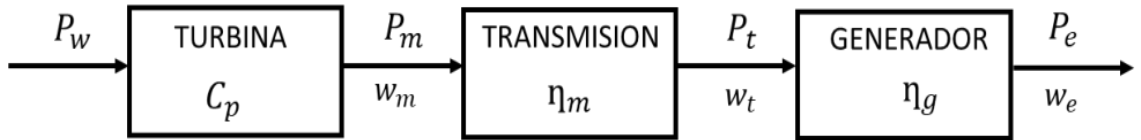


Figura 2.4 Representación de la potencia del aerogenerador

Para una velocidad nominal del viento, la potencia eléctrica nominal se puede expresar de la siguiente manera:

$$P_{eN} = \eta_{gN} \eta_{mN} C_{pN} \left( \frac{1}{2} \rho A V_N^3 \right) \quad (2.6)$$

Dado que la expresión  $C_{pN}\eta_{mN}\eta_{gN}$  determina la eficiencia global del aerogenerador, esta se puede representar como:

$$\eta_o = C_{pN}\eta_{mN}\eta_{gN} \quad (2.7)$$

Por lo tanto, la potencia eléctrica nominal del aerogenerador queda expresada como sigue:

$$P_{eN} = \eta_o \left( \frac{1}{2} \rho A V_N^3 \right) \quad (2.8)$$

Entonces, para encontrar la potencia eléctrica en la salida de un aerogenerador, se requieren las eficiencias de cada uno de los módulos, las mediciones del vector de la velocidad del viento, el área barrida por las palas del aerogenerador y la densidad del viento en la zona.

Para propósito de simulación en este trabajo de investigación se consideró una eficiencia total de  $\eta_o = 0.3348$  para el modelo del aerogenerador utilizado, y se calculó con  $\eta_m=0.93$ ,  $\eta_g=0.90$  y  $C_p=0.4$ , dando un valor aceptable para el sistema eólico. Considerando un promedio de la densidad del viento de  $\rho=1.24 \text{ kg/m}^3$  (ya que en invierno aproximadamente el viento tiene una densidad de  $1.33 \text{ kg/m}^3$  y en verano  $1.15 \text{ kg/m}^3$  [35] y un área de barrido de las palas del aerogenerador  $A=254.46 \text{ m}^2$  (considerando unas palas de 9 mts), se tiene que la potencia eléctrica nominal del aerogenerador está determinada por la ecuación (2.9).

$$P_{eN} = 0.04068(V_N^3) \text{ kW} \quad (2.9)$$

Donde los valores de las eficiencias  $\eta_m$ ,  $\eta_g$  y  $C_p$  fueron tomadas de [36][37].

Para fines de simulación, se consideraron 6 diferentes perfiles de velocidades de viento obtenidos de la estación meteorológica de la presa del

cuchillo en la ciudad de Monterrey, Nuevo León. Estos perfiles fueron tomados del registro de datos de Servicio Meteorológico Nacional de México tomando las curvas en diferentes periodos de un año. Estas curvas se muestran en la figura 2.5 en unidades p.u.

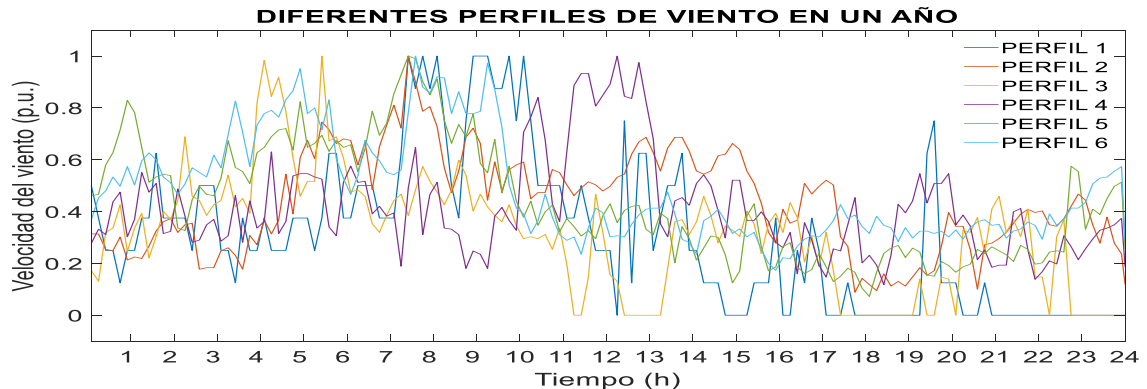


Figura 2.5 Perfiles de viento.

Para obtener una sola curva aproximada de la velocidad del viento, se consideró un análisis de muestreo aleatorio acumulativo (método Monte Carlo [38]) cada intervalo de tiempo (5 minutos) dentro del rango de los 6 datos de curvas obtenidas por mediciones meteorológicas. Esta curva aproximada servirá para calcular la potencia eléctrica del sistema eólico que estará interconectado en uno de los nodos de la micro-red de prueba.

El planteamiento de Monte Carlo es un método analítico que utiliza técnicas de muestreo estadístico para obtener una probabilidad de aproximaciones a la solución de un modelo matemático que indica un mejor comportamiento del sistema a evaluar. Considerando las seis curvas obtenidas por mediciones y cada intervalo de tiempo de 5 minutos, se escogió el valor máximo y mínimo de las curvas dentro de ese intervalo para realizar la aproximación aleatoria y se obtuvo un valor probabilístico que representa el valor aproximado de esas curvas. Esto se observa en la figura 2.6 dentro de un periodo de 24 hrs. En donde la franja roja indica el intervalo  $(b-a)$ , que son los valores máximos y mínimos cada  $\Delta t$  utilizando  $n=1000$  iteraciones dentro de cada intervalo. La curva que pasa dentro de esos intervalos (curva negra) es la

aproximación del perfil del viento de las curvas obtenidas de la estación meteorológica.

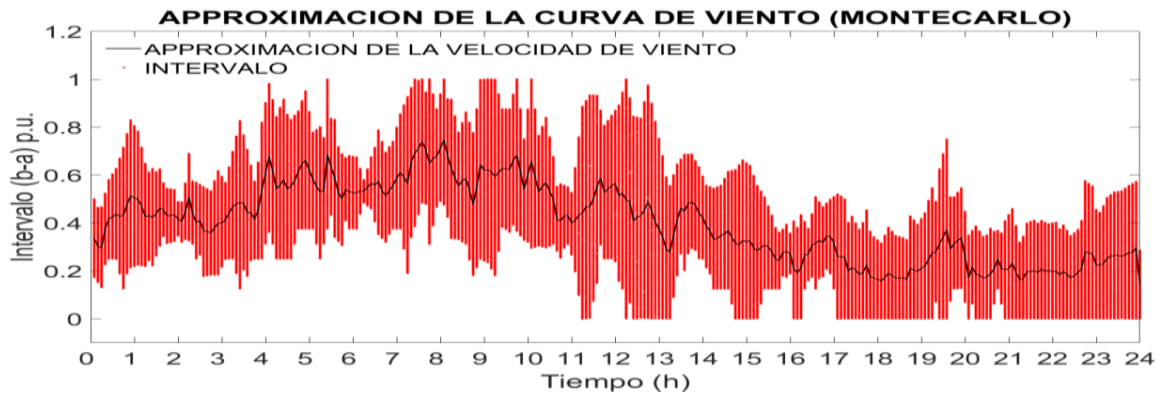


Figura 2.6 Aproximación de las curvas de viento

Una vez que se tiene esta curva aproximada, se somete a la ecuación (2.1) y (2.9) para obtener el resultado de la potencia del viento y la potencia eléctrica del sistema aerogenerador. Esto se visualiza en la figura 2.7.

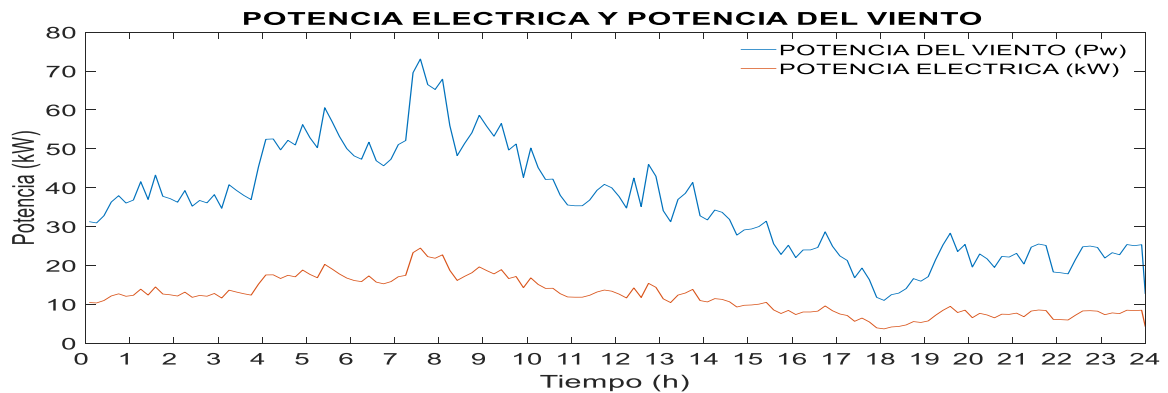


Figura 2.7 Comparación de potencia del viento y potencia eléctrica

En esta gráfica se observa la pérdida de energía que se tiene al ser transformada la potencia del viento en potencia eléctrica.

## 2.5.2 Modelo matemático y potencia del sistema fotovoltaico

La potencia producida por las fuentes fotovoltaicas (photovoltaic, PV) es incierta, ya que, depende de la irradiación solar y de los cambios aleatorios ambientales que conducen a variaciones inevitables en la potencia de salida. El PV conectado al sistema de distribución en este trabajo, es una fuente de generación eléctrica formada por un conjunto de celdas fotovoltaicas que se encuentran interconectadas en el nodo que cuenta con la mayor demanda de energía, proporcionando así, la potencia que genera en las horas de coincidencia con la irradiación solar. Para mas detalle sobre las condiciones de operación del PV, se diseñan las curvas características de la radiación solar y la temperatura ambiente en [37][39]. La temperatura se representa por el coeficiente  $T_{co} \left( \frac{1}{^{\circ}\text{C}} \right)$ , y la eficiencia del inversor se multiplica por la salida de CC que la convierte a CA, como se representa en la ecuación (2.10).

$$P(t)_{pv} = n_{pv} P_{rate\ PV} \left( \frac{G(t)}{G_o} \right) (1 - T_{co}(T_A - 25^{\circ})) \eta_{inv} \eta_{rel} \quad (2.10)$$

Haciendo

$$\eta_c = \eta_{rel} [1 - T_{co}(T_A - 25)] \quad (2.11)$$

La ecuación de la potencia eléctrica fotovoltaica queda de la siguiente manera:

$$P(t)_{pv} = n_{pv} P_{rate\ PV} \left( \frac{G(t)}{G_o} \right) \eta_c \eta_{inv} \quad (2.12)$$

Donde  $n_{pv}$  es el número de módulos fotovoltaicos,  $P_{rate\ PV}$  la potencia nominal del arreglo en (W),  $G(t)$  es la insolación global sobre el arreglo  $P_v$  ( $W/m^2$ ),  $G_o$  es la cantidad estándar de capacidad de insolación de los módulos

fotovoltaicos ( $1000 \text{ W/m}^2$ ),  $T_A$  la temperatura ambiente,  $T_{c0} \left( \frac{1}{^\circ\text{C}} \right)$  es el coeficiente de temperatura de la máxima potencia de  $P_v$ ,  $\eta_{rel}$  la eficiencia relativa de los módulos  $P_v$ ,  $\eta_{inv}$  la eficiencia del inversor y  $\eta_c$  la eficiencia eléctrica fotovoltaica.

Para este caso se consideró una potencia total  $n_{pv}P_{ratePV} = 310 \text{ kW}$ , el coeficiente de temperatura de la máxima potencia  $T_{c0} = 0.0045$  y la eficiencia relativa de los módulos  $\eta_{rel} = 0.12$  fueron tomados de [40], la temperatura ambiente fija  $T_A = 32 \text{ }^\circ\text{C}$  y la eficiencia del inversor  $\eta_{inv} = 0.99$  [41]. Realizando el cálculo de la eficiencia eléctrica  $\eta_c$  de los módulos fotovoltaicos que se interconectarán en los nodos de la micro-red de prueba, se tiene lo siguiente:

$$\eta_c = (0.12)[1 - (0.0045)(32 - 25)] = 0.11622 \quad (2.13)$$

Sustituyendo esta eficiencia en la ecuación (2.12), tenemos:

$$P(t)_{pv} = 0.03466 * G(t) \quad (2.14)$$

La potencia eléctrica fotovoltaica depende del vector de la irradiancia  $G(t)$  [42] y de la temperatura del módulo. Sin embargo, la eficiencia relativa del módulo ( $\eta_{rel}$ ) disminuye un 0.5% por grado centígrado que aumenta la temperatura del módulo [43]. Para el caso que se presenta en este trabajo se consideraron similarmente, como el caso del sistema eólico antes mencionado, 6 curvas de irradiancia tomadas del mismo sistema meteorológico en el estado de nuevo león con la finalidad de hacer una aproximación de los datos medidos. La siguiente figura 2.8 muestra las curvas de irradiancia.



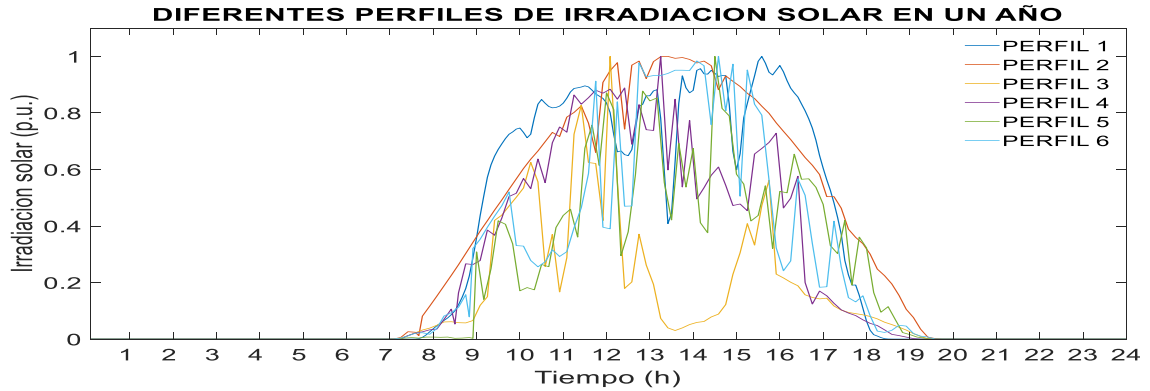


Figura 2.8 Perfiles de irradiación solar

Aplicando el método de aproximaciones aleatorias (Monte Carlo) con  $n=1000$  iteraciones cada intervalo  $(b-a)$ , se obtiene la siguiente gráfica de la figura 2.9.

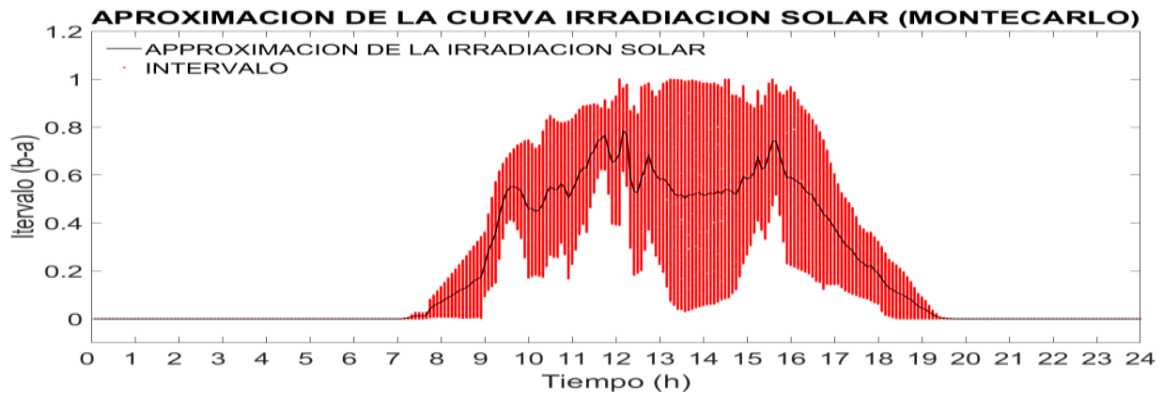


Figura 2.9 Aproximaciones de irradiación solar

Sustituyendo los valores del vector aproximado de irradiación solar de la figura (2.8) en la ecuación (2.14) se obtiene la curva de potencia eléctrica Vs irradiancia del sistema fotovoltaico interconectado en el sistema eléctrico de prueba.

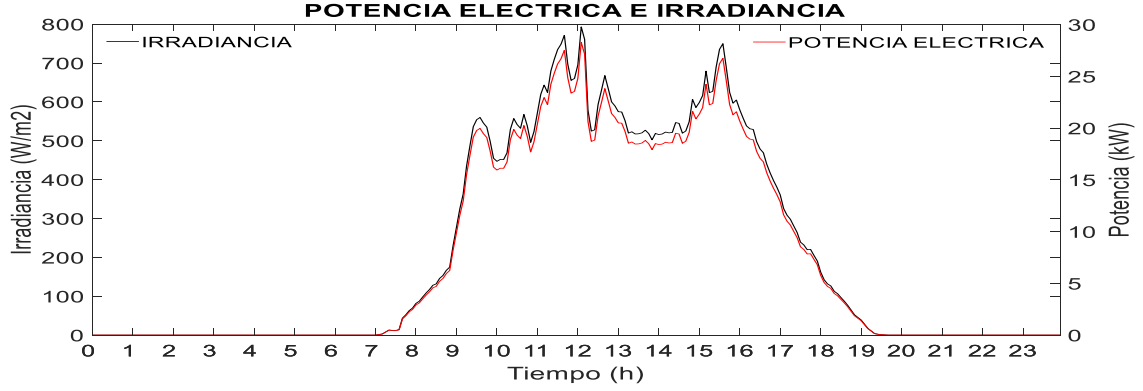


Figura 2.10 Potencia eléctrica fotovoltaica Vs irradiancia

En la figura 2.10 se aprecia la pérdida de potencia cuando la energía irradiada sobre los módulos fotovoltaicos se transforma en energía eléctrica. En este modelo de celdas fotovoltaicas no se consideró el modelo matemático de los convertidores, únicamente las eficiencias tomadas de la literatura indicada.

### 2.5.3 Modelo del sistema microturbina

Las microturbinas (*microturbines*, *MT*) han sido clasificadas como fuentes de generación distribuida con menos emisiones de contaminación que las centrales generadoras convencionales centralizadas, y han estado participando en la operación de las micro-redes para apoyar a las fuentes renovables. Un modelo simplificado de una *MT* tiene la siguiente expresión [44]:

$$P(t)_{gT} = \frac{Q(t)_{MT} * \eta_e}{(1 - \eta_e - \eta_l)} \quad (2.15)$$

$$Q(t)_{MT} = \frac{K_{he}}{Q(t)_{he}} \quad (2.16)$$

Donde  $P_{gT}$  es la potencia de salida de la turbina en el periodo  $\Delta t$  en kW,  $Q_{MT}$  es calor residual de escape de la *MT*,  $\eta_e$  es la eficiencia de generación de la

$MT$ ,  $\eta_l$  es el coeficiente de pérdidas de calor,  $Q_{he}$  el calor proporcionado por la microturbina y  $K_{he}$  el coeficiente de calor del enfriador.

## 2.6 Representación de una micro-red con generación distribuida

Un diagrama de una micro-red se muestra en la figura 2.11. Como se puede observar esta red está conformada por cargas o demandas nodales (nodal demands,  $ND$ ), generación controlable combinada con generación convencional y  $MC$ , generación no controlable como sistemas fotovoltaicos y aerogeneradores y sistemas de almacenamiento en baterías. Estos recursos deben estar controlados por un administrador de micro-redes para optimizar el funcionamiento del sistema en función de un objetivo específico. Esta red es parte de un sistema de distribución de energía eléctrica que se encuentra interconectada en una subestación de distribución a través de un  $PCC$  y puede funcionar en modo conectado o modo isla.

Los sistemas de distribución están clasificados de tres maneras: sistema de distribución radial, sistema de distribución en anillo y sistema de distribución de red. Los sistemas de distribución radial son los más factibles por su bajo costo de construcción, este tipo de sistema consiste en una sola fuente de energía conectados un grupo de clientes. La desventaja de este tipo de sistema de distribución es la presencia de una contingencia en el alimentador principal, los consumidores quedarían sin suministro de energía eléctrica. Los sistemas en anillo o malla son sistemas más robustos debido a que los alimentadores se encuentran interconectados entre sí a través de enlaces con interruptores automáticos en ciertos puntos adecuados. En caso de alguna contingencia, debido a la configuración de la red, los interruptores automáticos actúan entre ellos para aislar la falla eléctrica y que el flujo de energía continúe en otras zonas fuera del evento. Los sistemas de red son sistemas en anillo más complejos e interconectados, ya que todos los clientes cuentan con la continuidad de energía eléctrica con pocas fuentes de alimentación. Estos sistemas se utilizan en zonas con energía y demandas muy elevadas [45].

Una micro-red contiene una gran cantidad de componentes interconectados con diferentes comportamientos y respuesta altamente dinámica. Además, cada generador distribuido tiene su naturaleza de generación de energía en cada nodo. La intermitencia de las fuentes renovables, la variación ocasionada por las cargas conectadas cerca de las *RES* y la existencia de nodos débiles originados por alimentadores con impedancias muy grandes, hacen muy vulnerable la red, por lo que se requieren sofisticados mecanismos de seguridad para su control y operación [46].

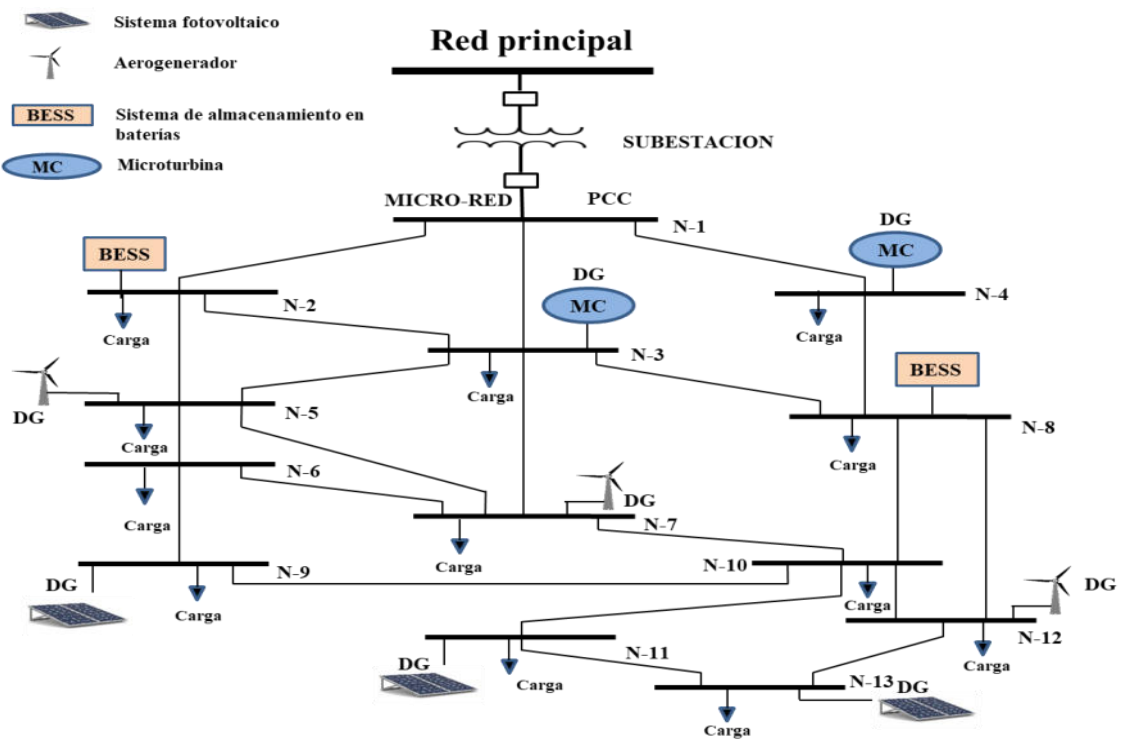


Figura 2.11 Micro-red con DG

## 2.7 Operación y control en las micro-redes

Debido al cambio que han sufrido las redes eléctricas por la desregulación de energía, la entrada de energías limpias y la integración de las *MG* al sistema, es necesario de un buen control para tener una operación estable y económica tanto para sistemas interconectados a la red [47], como para sistemas aislados

[48]. Por lo tanto, una estructura de control debe estar diseñada de acuerdo con los siguientes requisitos del sistema:

1. Regulación de frecuencia y voltaje para cada modo de operación (interconectado o aislado), esto para una operación estable de la red.
2. Resincronización de la micro-red con la utility.
3. Distribución adecuada de la carga y una eficiente coordinación de las fuentes de energía distribuidas.
4. Control de flujo de potencia entre la micro-red y la utility
5. Optimización del costo operativo de la micro-red.

Estos requisitos son independientes entre sí, y cada uno tiene su propio objetivo con la finalidad de tener una operación eficiente y continua. Hoy en día, la estrategia de control robusta de las micro-redes se da de una forma jerárquica y está determinada por tres niveles diferentes: control primario, control secundario y control terciario.

El control primario está enfocado en la regulación de la potencia activa y la potencia reactiva que es comúnmente denominado como control de bus  $PQ$ . El objetivo de este control en una micro-red es hacer que las fuentes de energía distribuidas generen potencia activa y reactiva cuando la frecuencia ( $f_{min} \leq f \leq f_{max}$ ) y voltaje ( $V_{min} \leq V \leq V_{max}$ ) en el bus de AC quedan fuera de los límites permitidos, haciendo que los valores de los dos parámetros queden dentro de la franja permitida. Este control primario debe tener una respuesta rápida, en el orden de ms (milisegundos) ante cualquier variación en las fuentes o en las demandas de la red.

El control secundario (control  $Vf$ ) está manipulado por un controlador centralizado y opera para compensar los errores de voltaje y frecuencia cuando la  $MG$  se queda en modo aislada, haciendo que queden dentro de los límites operativos de la red. La velocidad de respuesta del controlador secundario es más lenta en dinámica que la del primario ya que no cuenta con fuentes primarias y almacenamiento de energía [49].

La respuesta del control terciario es más lenta que la respuesta de los dos controles mencionados con anterioridad. Este control gestiona el flujo de energía entre la micro-red y la red principal. Cuando la potencia activa y reactiva cambian, la magnitud del voltaje y la frecuencia cambian linealmente. Esta fase de control está más enfocada a las cuestiones no solo técnicas, si no también económicas de la red.

Es importante recalcar que el control primario se utiliza para balancear la energía entre las fuentes de generación distribuida y los sistemas de almacenamiento de energía como son las baterías. Dependiendo del estado de carga (*state of charge, SoC*) de los *BESS*, el aporte de la potencia activa se puede controlar por medio de un DMS acorde a la disponibilidad de potencia en cada DG y de la red [50].

Actualmente, las RES que producen poca potencia como los sistemas fotovoltaicos residenciales, hasta algunos megavatios que, en el caso de grandes generadores fotovoltaicos y eólicos se están difundiendo ampliamente por todo el mundo, transformando así el sistema actual de energía en un gran sistema de generación distribuida a gran escala que incorpora miles de generadores, caracterizados por diferentes tecnologías, niveles de tensión, corriente y potencia, así como también diferentes topologías. Por lo tanto, su integración con la red existente está transformando todo el sistema de energía eléctrica [51]. Debido a esta integración de DG en la red, existen dificultades operativas debido a la intermitencia de las fuentes y a la topología actual de la red eléctrica.

## **2.8 Representación de nodos débiles**

Una de las maneras de representar los nodos débiles en este trabajo de tesis, se realizó utilizando la red de 13 nodos mostrada en la figura 2.11. Los datos utilizados para la simulación en la red de prueba fueron para una subestación de potencia de 1100 kVA, tres turbinas eólicas de 30 kW cada una y tres sistemas fotovoltaicos de 30 kW cada uno. Los datos de la demanda fueron los siguientes:

Tabla 2.2 Demandas nodales del sistema de prueba

Nodos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Demanda (kW)	0	115	113	103	90	110	84	85	64	106	98	90	108

Aplicando los datos al sistema de prueba y considerando algunas restricciones de flujo en algunas líneas, los resultados de generación y demanda en el sistema total se muestra en la figura 2.12.

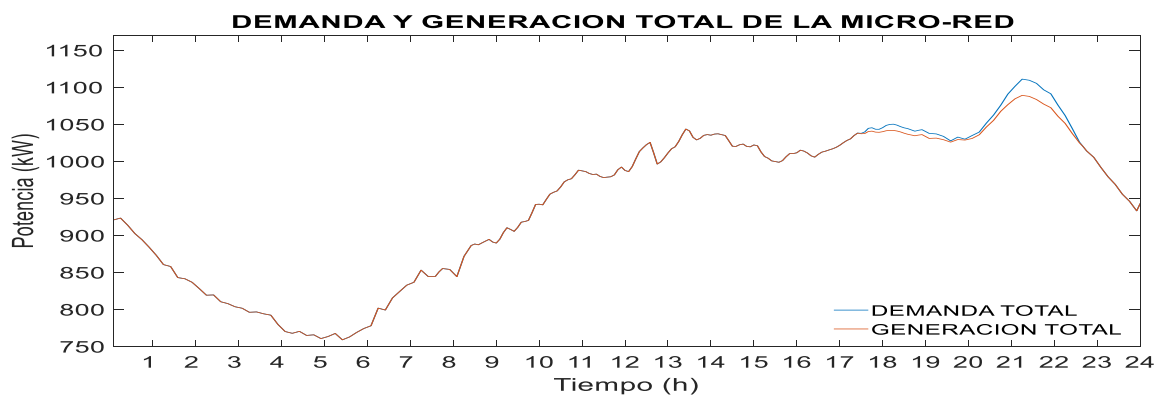


Figura 2.12 Generación y demanda de la micro-red

En la figura 2.13 se observan dos nodos débiles que indican la necesidad energética en los nodos 12 y 13.



Figura 2.13 Requerimiento de energía en nodos 12 y 13

## 2.9 Sistema de gestión en distribución (*DMS*)

Un *DMS* es un sistema inteligente que está interactuando constantemente en tiempo real con todos los dispositivos de la red eléctrica de distribución o de una *MG*, por lo que es muy importante no perder la comunicación, tener la capacidad robusta de integración y tener una interoperación avanzada entre ellos. Por lo tanto, es de crucial importancia que el sistema de comunicación tenga un suficiente ancho de banda y una mínima latencia [51]. Además, estos se pueden programar para tener una fiabilidad (para mejorar los niveles actuales de operación), una eficiencia (para racionalizar y automatizar los procesos de trabajos existentes y mejorar las actividades del operador y despachador), una seguridad (para los equipos de campo) y una interoperabilidad (para utilizar una arquitectura abierta).

### 2.9.1 Representación de un *DMS* en un sistema micro-red

Un esquema típico de un *DMS* se muestra en la figura 2.14 donde se observan dos micro-redes interconectadas a un punto de acoplamiento común y que tienen una estructura en forma jerárquica encabezada por un sistema de gestión de distribución [9].

En este sistema el *DMS* controla cada controlador central de micro-redes (*microgrid central controller, MGCC*) que, a su vez, monitorean a los controladores de micro fuentes que se encuentran aguas arriba de los generadores distribuidos y demandas de la red eléctrica. Este sistema está alimentado por un transformador de potencia interconectado con la red principal.



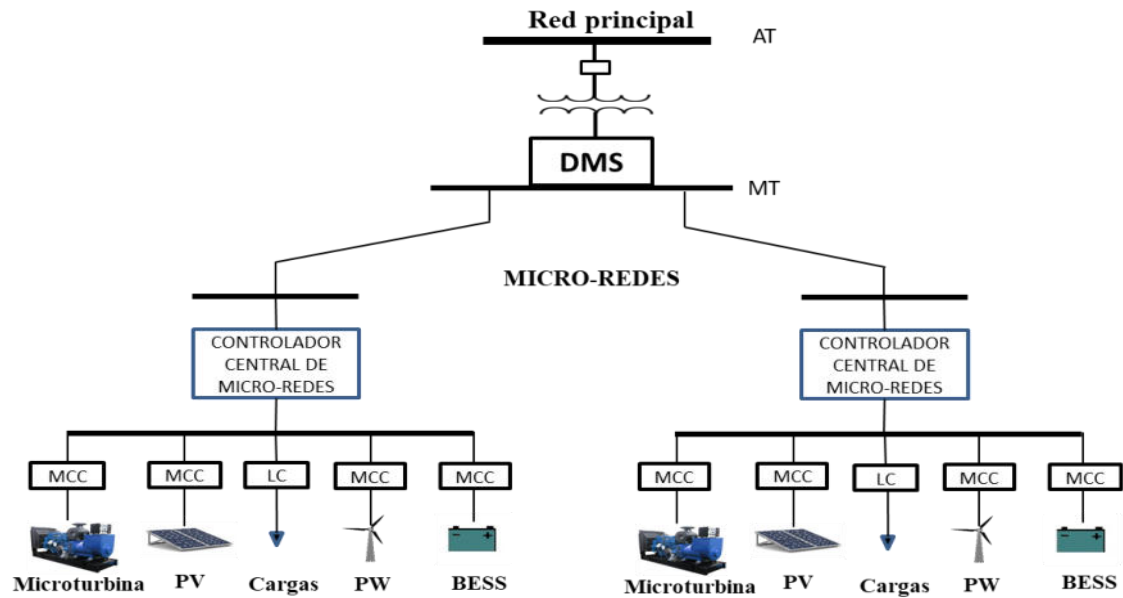


Figura 2.14 Esquema de micro-redes con un DMS

El *MGCC* es el responsable de la optimización de la micro-red, ocupándose de la seguridad de la red para cuantificar la cantidad de energía que debe disponer de los sistemas de generación distribuida optimizando las capacidades de producción local, esto lo realiza por medio de una comunicación con los controladores de las micro-fuentes (*micro-source controller, MCC*) y los controladores de carga (load controller, *LC*).

El controlador de micro-fuentes a través de la interfaz de la electrónica de potencia de la generación distribuida controla el voltaje y la frecuencia para regular la potencia activa y reactiva de las *DGs*. Los *LC* se encuentran instalados cerca de la carga local controlable ya que éstos proporcionan los datos de control de carga de acuerdo con las instrucciones del *MGCC* para la gestión de la carga.

En un momento dado, un *MGCC* podría realizar las funciones de un proveedor o agregador de servicios de energía considerando que las cargas no críticas y controlables, se puedan eliminar cuando sea necesario sujeto a la oferta del lado de la demanda, hablando en términos de mercados eléctricos [6].

### 2.9.2 Funcionalidad del DMS

La operación de un sistema de gestión en la red de distribución está integrada por un conjunto de decisiones que determinan las acciones operativas en la red desde una fuente central. Un *DMS* en una red de distribución es el equivalente de un sistema de gestión de energía (*EMS*) en un sistema de transmisión y tienen la misma funcionalidad en ambos sistemas, con la diferencia que en un sistema de distribución la cantidad de equipos es mayor. La funcionalidad de un *DMS* se divide generalmente en tres características [52]: sistema de monitoreo, sistema de soporte a las decisiones y control de los elementos en la red como se muestra en la figura 2.15.

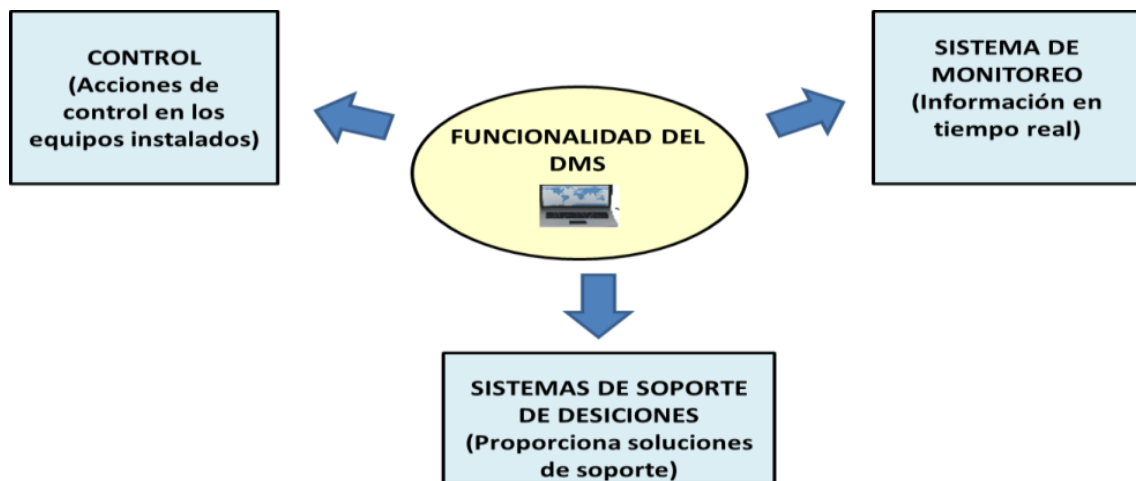


Figura 2.15 Funcionalidad de un *DMS*

### 2.9.3 Arquitectura del DMS

La arquitectura de un *DMS* es similar a la de un *EMS*, la gran diferencia es que en un sistema de distribución existen muchos más equipos para controlar que en un sistema de transmisión. Esta arquitectura está formada por los siguientes elementos como se observa en la figura 2.16.

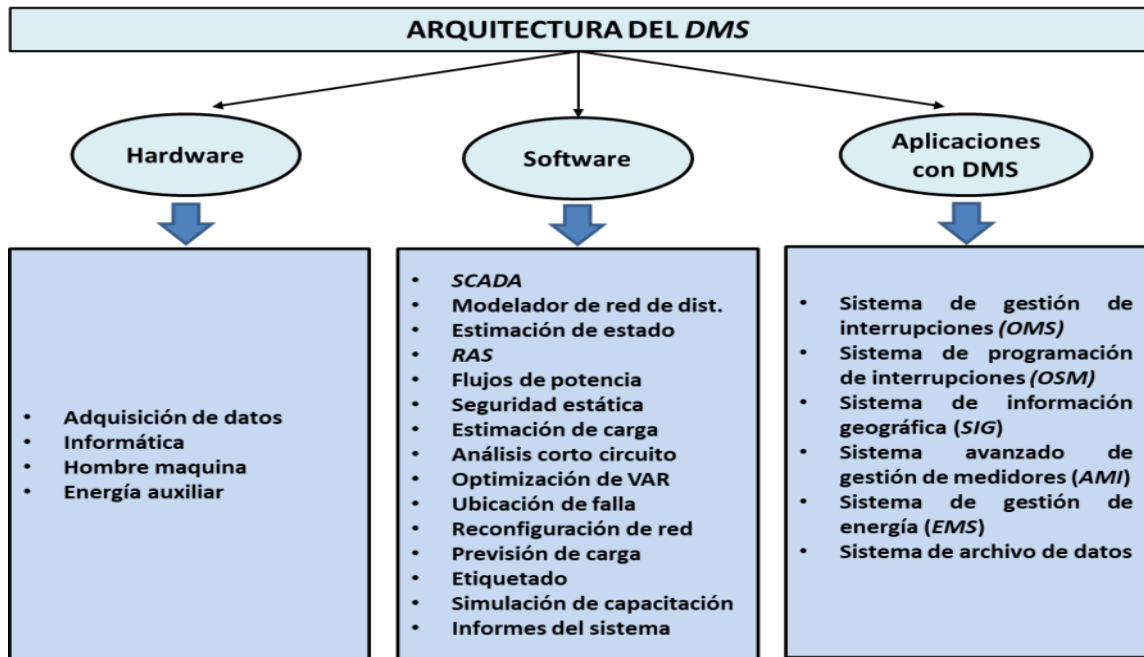


Figura 2.16 Arquitectura del DMS

En la actualidad los sistemas de distribución están siendo manejados continuamente por operadores que toman decisiones constantemente sobre algunas acciones de control sobre los dispositivos instalados en la red, sin embargo, el apoyo de un controlador inteligente que tiene integrados algoritmos para una solución más rápida y eficiente es importante para la confiabilidad y continuidad de la energía en la red eléctrica.

## 2.10 Conclusiones del capítulo 2

En este capítulo se incluyeron las tendencias de las redes eléctricas, desde como estaban constituidas hasta su estructura actual, así como la necesidad de integrar las micro-redes con la generación distribuida y sistemas de almacenamiento para la regulación de la propia red. Se presenta la clasificación y arquitectura de las MG. En detalle se realizó el análisis de los modelos matemáticos y perfiles de viento e irradiación solar de las fuentes renovables y el modelo matemático de la microturbina que servirá más adelante para analizar y controlar el comportamiento de una MG integrada por DG y BESS a través de un

*DMS* propuesto. Los resultados obtenidos sobre generación virtual en la red de 13 nodos servirán como base más adelante para la ubicación y dimensionamiento de las baterías en una *MG*.

Se expone la importancia de tener un sistema de gestión de energía para monitorear y controlar un sistema de distribución o micro-red integrada por fuentes de energía renovables y sistemas de almacenamiento. Se presentaron las funcionalidades de un *DMS* y los elementos que componen su arquitectura.

## CAPÍTULO 3. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO EN BATERIAS (*BESS*)

### 3.1 Introducción

Actualmente, las fuentes de energía renovable han ido progresando a pasos gigantes, apoyando la generación convencional en las redes de distribución eléctrica. Sin embargo, estas fuentes renovables, por su naturaleza intermitente, provocan disturbios en la demanda del sistema cuando se encuentran interconectadas en los nodos de carga de una red.

Hoy en día, los sistemas de energía siguen contando con las unidades de generación convencional para proporcionar almacenamiento energético (inercia). Esto quiere decir que, cuando entra una nueva carga en la red el balance de energía inicial debe satisfacerse con el apoyo de la red eléctrica, este cambio resulta en una pequeña variación en la frecuencia del sistema, la cual es rápidamente regulada por la reserva de la red eléctrica.

La integración de sistemas fotovoltaicos y eólicos representan una condición desfavorable en el control de frecuencia por carecer de almacenamiento de energía. Para mitigar esta problemática es importante utilizar dispositivos que nos permitan mejorar la operación de las micro-redes aprovechando la energía disponible ya sea de la red eléctrica (*utility*) o de las fuentes renovables. En este contexto una de las aplicaciones que se ha mostrado bastante útil es la utilización de *BESS* para cargar y descargar la energía en momentos de interés para el sistema, aumentando así su eficiencia.

Estos sistemas han tomado mucho camino en las redes de distribución inteligentes, y se ha demostrado en algunos trabajos que, a través de una programación adecuada, los dispositivos de almacenamiento pueden almacenar

la energía renovable cuando la producción es alta o el precio de la electricidad es baja, además de apoyar la demanda cuando la electricidad tiene elevada su tarifa.

Un sistema de distribución debe tener una buena regulación de frecuencia con la ayuda del *BESS* a través de un *DMS*, que se encargará de controlar los requisitos de la red de acuerdo con la demanda, las fluctuaciones de los sistemas renovables y la ausencia de energía de la *utility* en caso de alguna falla o nodo débil [53].

Algunas investigaciones están utilizando el sistema de almacenamiento de energía por bombeo de agua para aplicaciones como fuentes de energía renovable, en donde utilizan la energía fotovoltaica para optimizar una *MG* [54][55]. Sin embargo, el tiempo de respuesta y la inversión económica hacen que no sea factible este tipo de sistemas.

En las fuentes eólicas, los sistemas de almacenamiento son utilizados para compensar la variabilidad de potencia y para respaldar la energía utilizando dos bancos de baterías: esto es, mientras un banco almacena energía en un tiempo, el otro banco libera energía [56]. En [57] se aplican baterías a un sistema eléctrico para garantizar la seguridad, la estabilidad y el funcionamiento económico de la red. Las turbinas eólicas fueron utilizadas para minimizar el costo de la red eléctrica apoyadas por los *BESS*.

En algunas investigaciones los sistemas de almacenamiento de energía se han estado utilizando en los edificios como en [58], donde proponen un modelo de optimización multiobjetivo basado en la respuesta a la demanda que integra diferentes fuentes de energía como paneles fotovoltaicos, energía de la red, generación de ciclo combinado, dispositivos *BESS* y sistemas térmicos de almacenamiento (*thermal storage systems, TES*).

En la actualidad, la tecnología de las baterías ha estado a la vanguardia en el tema de los sistemas de almacenamiento para mejorar el rendimiento y la respuesta rápida de los mismos. En los países europeos, los consumidores han estado utilizando las baterías de iones de litio para apoyar a los sistemas fotovoltaicos con una respuesta rápida en la generación.

### 3.2 Clasificación de los sistemas de almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento de energía (*energy storage systems, ESS*) se clasifican en: sistemas de almacenamiento de energía mecánica, electroquímica, química, eléctrica y térmica:

- **Sistemas de almacenamiento mecánico.** Este tipo de sistemas de almacenamiento se han aplicado en las plantas de energía hidroeléctrica bombeada (*pumped hydroelectric storage, PHS*), en el almacenamiento de energía de aire comprimido (*compressed air energy storage, CAES*) y el almacenamiento de energía de volante (*flywheel energy storage, FES*).
- **Sistemas de almacenamiento electroquímico.** En este tipo de sistemas entran las distintas tecnologías de baterías existentes de uso práctico en el mercado como son las de ácido de plomo, *NiCd/NiMH*, ion de litio, aire de metal, azufre de sodio y cloruro de níquel de sodio.
- **Sistemas de almacenamiento de energía química.** El almacenamiento de energía química está más dirigido hacia la parte del hidrógeno y el gas natural sintético (*synthetic natural gas, SNG*), clasificado como energía secundaria, ya que se puede almacenar en grandes cantidades.
- **Sistemas de almacenamiento de energía eléctrica.** Capacitores de doble capa (*double layer capacitors, DLC*) o súper capacitores, así como también entran en esta modalidad los sistemas superconductores de almacenamiento de energía magnética (*superconducting magnetic energy storage systems, SMES*) que funcionan de acuerdo con el principio electrodinámico.
- **Sistemas de almacenamiento de energía térmica.** Estos almacenan el calor disponible por diferentes medios en un depósito aislado para diferentes aplicaciones y sobre todo para la generación de electricidad. Los sistemas de almacenamiento térmico se implementan para superar el desajuste entre la demanda y el suministro de energía térmica y, por lo tanto, son importantes para la integración de las fuentes de energía renovables.

### 3.3 Tecnologías de baterías

El tipo de sistemas de almacenamiento más utilizado en una *MG* es el electroquímico, comúnmente llamado como sistema de almacenamiento en baterías. Conceptualmente las baterías son depósitos de energía electroquímica, que consisten en un sistema químico con dos electrodos, uno positivo y el otro negativo, con un material electrolítico entre ellos creando un flujo de electrones para su funcionamiento. Existen diferentes tipos de tecnologías de baterías, de los cuales, se mencionarán en este trabajo a los tres más utilizados en el mercado de redes eléctricas por tener más vida útil, alta eficiencia y bajo mantenimiento.

#### 3.3.1 Baterías de plomo ácido

Las baterías de plomo ácido [59] se caracterizan por el hecho de que el plomo se utiliza en ambos electrodos como material activo. En el electrodo negativo, el plomo (*Pb*) se oxida descargando en el ion divalente  $Pb^{2+}$  formando sulfato de plomo  $PbSO_4$  en el electrolito diluido del ácido sulfúrico, mientras que, en el electrodo positivo, el material activo cargado se basa en cuatro iones valentes  $Pb^{4+}$  que al descargarse también se reducen a  $Pb^{2+}$ .

#### 3.3.2 Baterías de Níquel/Cadmio (NiCd)

Las baterías *Níquel/Cadmio* [60] pertenecen a una familia completa de baterías secundarias que se basan en electrolitos acuosos pero alcalinos, generalmente hidróxido de potasio diluido. Una característica común de estos sistemas de batería es que emplean el electrodo de hidróxido de níquel como positivo y cuando éste se descarga, los iones  $Ni^{3+}$  se reducen a  $Ni^{2+}$ .



### 3.3.3 Baterías de Ion/Litio (Li-ion)

La tecnología de baterías de Ion de Litio [59][60][61] es muy utilizada ya que el Li es un material muy ligero y utilizable para diferentes aplicaciones. El electrodo positivo es  $LiCoO_2$  y el electrodo negativo es carbón intercalado que puede almacenar  $Li$  hasta  $C_6$  de  $Li$ . Este tipo de baterías también se utilizan para potencias y energías muy altas.

En la siguiente tabla se muestran los tipos de baterías antes mencionados con sus características técnicas que se utilizan a gran escala en las micro-redes [60][62][63].

Tabla 3.1 Características técnicas de sistemas de almacenamiento a gran escala

<i>Tecnología de la batería</i>	<i>Capacidad de potencia</i>	<i>Tiempo de descarga</i>	<i>Tiempo de respuesta</i>	<i>Eficiencia carga/descarga</i>	<i>Tiempo de vida (Años)</i>	<i>Ciclo de vida (Ciclos)</i>	<i>Aplicaciones</i>
<b>Li-ion</b>	W to MW	1 min - 8 hr	10-20 ms	85-98 %	5-15	1000-10000	<i>Regulación de frecuencia y suavizado de energía eólica</i>
<b>Ni-Cd</b>	< 50 MW	1 min - 8 hr	N/A	60-70 %	15-20	2000-2500	<i>Reserva rodante y estabilización de Sistema de energía</i>
<b>Lead-Acid</b>	< 50 MW	1 min - 8 hr	< 1/4 cycle	85%	3-12	500-1000	<i>Control de frecuencia y reserve rodante</i>

El alcance de esta tesis es la de centrarse en la batería de tecnología ion litio debido a su grado de madurez y su amplia gama de aplicaciones en la solución de problemas de regulación en una micro-red. Ya que este sistema puede operar bidireccionalmente con la red, ya sea como carga para el sistema o como fuente de energía, y esto ayuda a la compensación entre la demanda y la generación convencional.

### 3.4 Sistema de almacenamiento de energía en baterías (*BESS/Li-Ion*)

Una de las tecnologías más importantes en los sistemas de almacenamiento de energía para la aplicación del almacenamiento a gran escala en las micro-redes son los *BESS*. El *BESS* está formado por tres secciones [64].

La primera sección es el paquete de baterías que está compuesto por varias celdas de baterías de Ion-Litio que tienen un arreglo en serie o en paralelo dependiendo de la aplicación que se requiera para la *MG*.

La segunda sección es el sistema de conversión de potencia (*power conversion system, PCS*), es un dispositivo electrónico que permite la conversión de energía desde la salida de las baterías hacia la alimentación de la red eléctrica o viceversa. Para los *BESS* existen dos estructuras de convertidores de uso común según el tipo de aplicación con la red. Cuando el *BESS* se encuentra conectado a una red de *CC* con otros componentes de *CC*, el convertidor más común es el *Buck/boost* conectado en la parte *DC* de la red eléctrica. Este convertidor ajusta los niveles de tensión de las fuentes renovables con los niveles de tensión de las baterías, así mismo controla el proceso de carga/descarga de las baterías, Fig. 3.1. Cuando los *BESS* no se encuentran conectados con otras unidades de *CC* a la red eléctrica se utilizan con mayor frecuencia los inversores bidireccionales que pueden convertir *CC* a *CA* y *CA* a *CC*.

La tercera sección consiste en el sistema de gestión de baterías (*BMS*), el cual proporciona protección a las celdas del mal funcionamiento en términos de voltaje, temperatura y corriente para lograr una operación óptima y un funcionamiento adecuado del paquete de baterías, además de balancear los estados de carga de la celda (*SoC*) para evitar la saturación de la batería al no permitir una descarga profunda. Otras de las funcionalidades que tiene el *BMS* es el control de la potencia activa y reactiva en donde utiliza el método de desacoplamiento del sistema de referencia de cuadratura directa  $dq0$ .

Este último elemento recibe las acciones de un *DMS* que supervisa y monitorea la red completa durante todo el tiempo. En la siguiente figura se muestra un esquema completo del *BESS*.

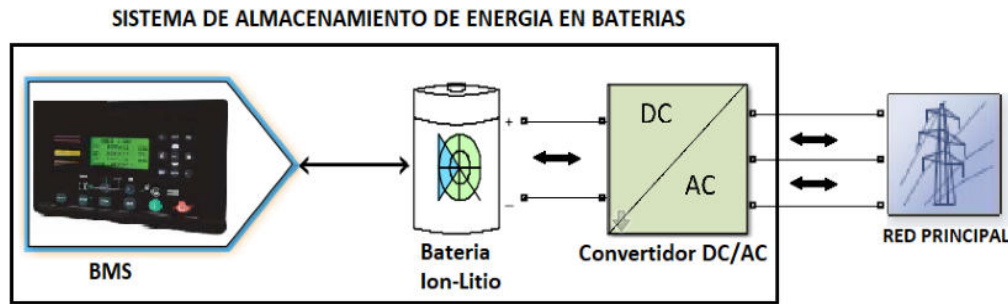


Figura 3.1 *BESS* conectado a una red

### 3.4.1 Tipos de conexión de *BESS/ Li-Ion* con la *utility*

De acuerdo con [65], las diferentes formas en las que se pueden conectar los *BESS* estacionarios a escala de servicios públicos en una red eléctrica se muestran en la figura 3.2. Estas conexiones generalmente están constituidas por múltiples paquetes de baterías y unidades de convertidores de *DC/AC* que se incorporan a la potencia y energía total del sistema.

En la figura 3.2a se muestra la conexión de convertidores electrónicos de potencia para cada paquete individual de baterías, o la conexión de paquetes de baterías que se pueden conectar en paralelo a un bus de *CC* que direcciona esta corriente a los inversores (figura 3.2b). La figura 3.2c muestra la conexión de estos paquetes de baterías en niveles de baja o media tensión, así como la conexión en niveles más altos a través de un transformador (figura 3.2d). La conexión de estos *BESS* en una micro-red dependerá del tipo de aplicación y de la evaluación de los costos del proyecto. Una de las ventajas que se tiene al manejar paquetes conectados a cada inversor individual, es que la potencia se puede controlar individualmente y esto permite manejar en paralelo varias actividades de la red. La seguridad y confiabilidad también es importante en este tipo de configuración, ya que en caso de que una unidad de electrónica de potencia o paquete de baterías falle, no dañará directamente el funcionamiento de otra unidad conectada a la red.

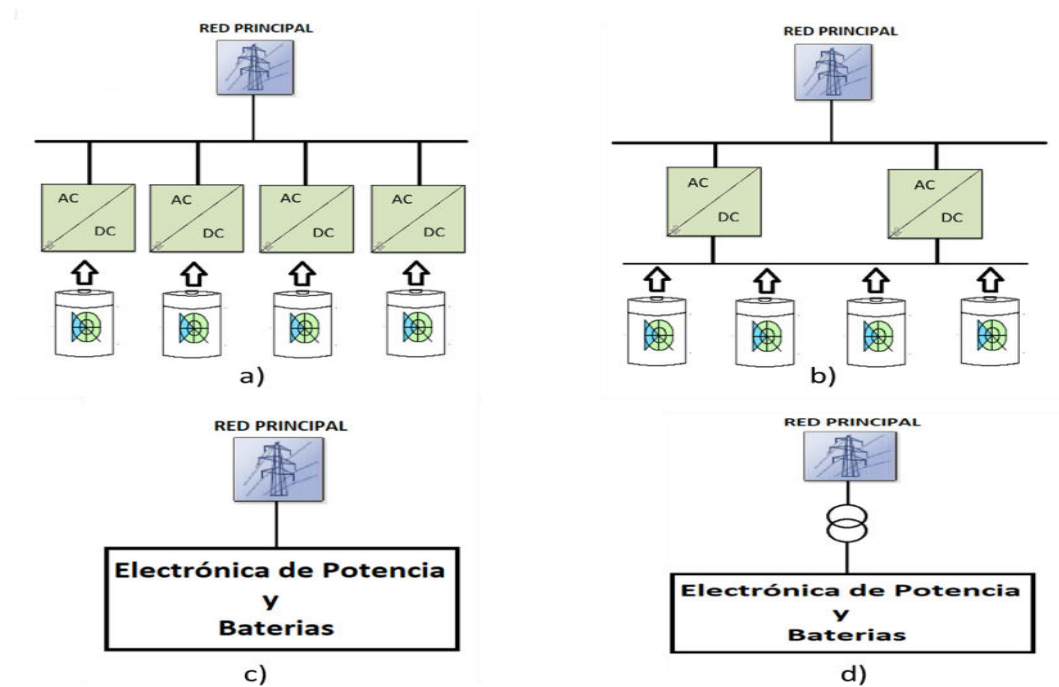


Figura 3.2 Conexión de BESS para proyectos a escala utility

Los sistemas de electrónica de potencia que se encuentran conectados a un bus de CC en común, se pueden apagar con carga parcial para evitar numerosas pérdidas asociadas a grandes cantidades de unidades en funcionamiento. Ya que en este caso la corriente se distribuye de manera uniforme entre paquetes de baterías iguales.

Uno de los escenarios de uso múltiple de los *BESS* como soporte de una *MG* es el de vincularlo con un sistema de gestión de energía (*energy management system, EMS*) o un *BMS*, para que conjuntamente controlen la reserva (control de caída de tensión y regulación de frecuencia), la estabilización de voltaje (control de potencia activa y reactiva) y como unidad de equilibrio en tiempos de desajuste la oferta/demanda. Como tal, el *BESS* puede reducir significativamente el consumo de combustible (*diésel*) de la generación y reducir las emisiones locales.

En la actualidad el uso de los *BESS* en las redes eléctricas ha ido creciendo exponencialmente y la necesidad de almacenar la energía hace que esta tecnología siga madurando tecnológicamente a pasos gigantes. Hoy en día las

capacidades de los *BESS* han ido creciendo y seguirán siendo aún más grandes para cubrir los requerimientos de las redes. En la figura 3.3 se observa la proyección de los tipos de energía en el futuro, incluyendo los sistemas de almacenamiento en baterías (fuente [66]).

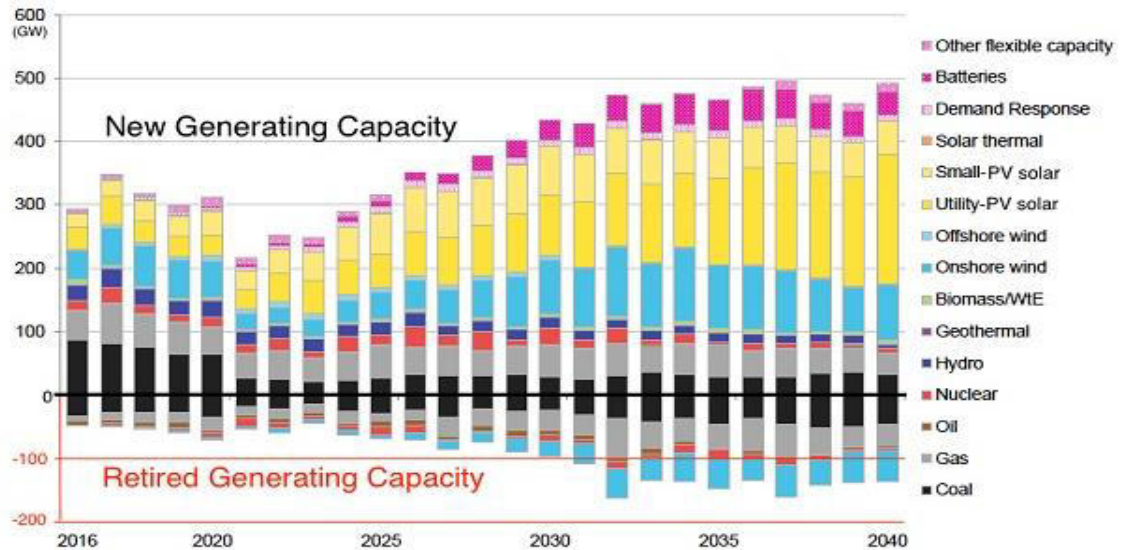


Figura 3.3 Proyección de energía renovable

Las capacidades de potencia de los *BESS* que han sido conectados en las redes han variado desde los 2 kW hasta los 50 kW con capacidades de energía desde los 5kWh hasta los MWh [67]. Esto demuestra que estos sistemas pueden proporcionar apoyo en todos los diferentes niveles en una red de potencia eléctrica. Como ya se ha mencionado, pueden actuar como estabilizadores para la intermitencia de la energía renovable o en cualquier subestación ya sea de alta, media o baja tensión. A nivel residencial se proyecta que cada vez más los usuarios utilizarán estos sistemas de almacenamiento con menor capacidad combinándolos con sistemas fotovoltaicos propios [67]. Esta tecnología de almacenamiento está en constante desarrollo y un factor importante para mejorar es el aspecto económico, el cual lo haría más atractivo para participar con mayor presencia en el mercado eléctrico. Está analizado y estudiado que un *BESS* conectado a la red eléctrica genera ganancias técnicas y operativas a través de

la regulación energética y de frecuencia, pero las ganancias no excederán el costo del sistema de almacenamiento [68].

### 3.5 Potencia y Energía de un BESS

Los sistemas de almacenamiento de energía en baterías son fuentes finitas a diferencia de los generadores eléctricos convencionales, por lo que el tamaño de un BESS se identifica por su potencia nominal y su energía máxima de almacenamiento.

La capacidad de potencia de un BESS se define como la velocidad a la cual el sistema de almacenamiento es capaz de intercambiar (cargar/descargar) su potencia nominal con la red de distribución o micro-red en cierto tiempo  $t$  y esta determinada por kW.

En operación normal, la dinámica de la potencia inyectada/absorbida viene dada por el fabricante del dispositivo, sin embargo, algunos tipos de almacenamiento tienen la característica de descargar más potencia que su valor nominal durante un periodo corto de tiempo para solventar alguna contingencia. Además, en la mayoría de los tipos de almacenamiento, la tasa de carga suele ser menor que la tasa de descarga. La potencia nominal está representada por la siguiente ecuación:

$$P_{bess}^{nom} = \max_{0 \leq t \leq T} |P_{bess}| \quad (3.1)$$

donde  $T$  es el intervalo de tiempo y  $\max |P_{bess}|$  es la magnitud máxima de la potencia del BESS (carga/descarga) en un tiempo  $t$ .

El tamaño nominal de un BESS se define como la cantidad máxima de energía que se puede almacenar/liberar durante un ciclo completo y está expresada en kWh o MWh. También se puede representar en Ah cuando el voltaje se considera fijo en el sistema de almacenamiento. La expresión para la energía depende de la capacidad de potencia de la batería y está representada como:

$$E_{bess}(t) = \int_0^t P_{bess}(\tau) d\tau \quad (3.2)$$

La relación entre la potencia y energía para cierta tecnología de almacenamiento de energía se conoce como la relación  $E/P$  y está determinada como:

$$\frac{E}{P} = \frac{\text{Capacidad de energia de tecnologia de bateria (kWh)}}{\text{Potencia nominal (kW)}} \quad (3.3)$$

Esta relación es utilizada para dos casos, la primera cuando los sistemas de almacenamiento de energía son utilizados para aplicaciones de calidad de energía, la relación debe ser  $\frac{E}{P} < 1$  debido a que la potencia máxima de carga/descarga tiene mayor importancia que la energía. Y el segundo caso cuando los sistemas de almacenamiento son utilizados para la gestión de energía, la relación debe ser  $\frac{E}{P} > 1$  debido a una necesidad de una capacidad energética mayor.

### 3.6 Representación del modelo matemático del *BESS*

El modelo matemático del *BESS* comúnmente utilizado [69][70][71] está determinado por los estados de carga y descarga en intervalos de tiempo, considerando algunas restricciones para su dinámica como carga máxima, descarga mínima, cantidad de potencia de carga-descarga y tiempos de carga-descarga.

El modelo del sistema de almacenamiento en baterías en este trabajo se representa como una ecuación de carga/descarga como se indica en (3.4)

$$P_{BAT}(t) = P_{BAT}(t - 1) + \left[ P_{Charge}(\tau) * \eta_C - P_{Discharge}(\tau) * \frac{1}{\eta_D} \right] \quad (3.4)$$

Donde,  $\tau = (t_2 - t_1)$  es el tiempo de carga/descarga en la red en un intervalo de tiempo,  $\eta_C$  es la eficiencia de carga y  $\eta_D$  la eficiencia de descarga. Estas eficiencias están relacionadas con la temperatura ambiente, la profundidad de carga y descarga, la resistencia interna, etc.,  $t$  es el período de tiempo;  $P_{BAT}(t - 1)$  es la potencia del sistema de almacenamiento en un tiempo determinado,  $P_{Discharge}(\tau)$  es la potencia liberada en el intervalo  $\tau$ ,  $P_{Charge}(\tau)$  la potencia absorbida en el intervalo  $\tau$ .

La potencia disponible del sistema *BESS* está limitada por la potencia de almacenamiento como se representa en la siguiente ecuación:

$$P_{BAT\_min} \leq P_{BAT}(t) \leq P_{BAT\_max} \quad (3.5)$$

Donde  $P_{BAT\_min}$  y  $P_{BAT\_max}$  son las potencias mínimas y máximas que puede tener el *BESS* en cada instante de tiempo  $t$ .

En un periodo de tiempo el *BESS* únicamente puede tener un solo estado, carga o descarga:

$$P_{BAT\_soc} = P_{Charge}(\tau) \quad (3.6)$$

$$P_{BAT\_soc} = -P_{Discharge}(\tau)$$

Donde  $P_{BAT\_soc}$  es el estado de carga/descarga de las baterías.

Así mismo, en los *BESS* es importante considerar tanto los tiempos como la cantidad de potencia absorbida y liberada en cada  $t$ , de acuerdo con las diferentes tecnologías de baterías existentes en el mercado.

La cantidad de energía que libera o absorbe cada sistema de almacenamiento se calcula como la diferencia entre la energía almacenada en dos intervalos consecutivos. Cada intervalo utilizado aquí es de 5 minutos en un



horizonte de 24 horas. Por lo tanto, en un estado  $t$ , la cantidad de energía en cada intervalo de tiempo definido se representa de la siguiente manera:

$$P_{Charge\_SOC}(\tau) = \int_{t_1}^{t_2} P_{BAT}(t) dt \quad (3.7)$$

$$P_{Discharge\_SOC}(\tau) = - \int_{t_1}^{t_2} P_{BAT}(t) dt$$

En algunas investigaciones se ha considerado el envejecimiento de las baterías con la finalidad de optimizar la duración o vida útil de las diferentes tecnologías de los *BESS*. En este trabajo, se considera como una restricción el límite de la cantidad de potencia de carga/descarga para efectos de la disponibilidad de este recurso en el ciclo completo de las 24 hrs. Con esta consideración se evitan descargas profundas con el objetivo de reducir el envejecimiento prematuro de la batería. En esta tesis, se determinó como límite máximo el 10% de la potencia continua de carga/descarga.

Considerando lo antes dicho, las siguientes ecuaciones nos representan la cantidad de potencia de carga/descarga de un *BESS* cada intervalo de tiempo.

$$P_{Charge\_SOC}(k) \leq P_{Charge\_SOC}(k-1) + (\%)P_{CC_{batt}} \quad (3.8)$$

$$P_{Discharge\_SOC}(k) \leq P_{Discharge\_SOC}(k-1) - (\%)P_{CD_{batt}}$$

Donde  $P_{CC_{batt}}$  es la potencia continua de carga y  $P_{CD_{batt}}$  la potencia continua de descarga y cada conteo de carga/descarga está asociada con la energía determinada por las siguientes ecuaciones:

$$Ec = P_{Charge\_SOC} * N_{charge} \quad (3.9)$$

$$Ed = P_{Discharge\_SOC} * N_{discharge}$$

$Ec$  y  $Ed$  son las energías de carga y descarga respectivamente, mientras que  $N_{charge}$  y  $N_{discharge}$  son los números de operaciones de carga y descarga en el ciclo completo de 24 hrs. El par de ecuaciones (3.10) representan los conteos de carga y descarga de los BESS.

$$\sum_{t_p=1}^{T_c} x_{tp}^c \leq N_{charge} \quad (3.10)$$

$$\sum_{t_p=1}^{T_d} x_{tp}^d \leq N_{discharge}$$

Donde  $x_{tp}^c$  y  $x_{tp}^d$  son los conteos de carga y descarga respectivamente.

Por lo tanto, la restricción de tiempo de operación en que se debe descargar y cargar un *BESS* de acuerdo con sus características técnicas en un ciclo de 24 hrs, está determinado por la siguiente expresión:

$$T_{ini} \leq \sum_{t_p=1}^{N_p} (T_c, T_d) \leq T_{fin} \quad (3.11)$$

Donde  $t_p$  es el tiempo en cada instante (5 min) durante las 24 hrs,  $T_c$  y  $T_d$  son los tiempos de carga y descarga en todo el ciclo de 24 hrs,  $N_p$  el periodo de 24 hrs,  $T_{ini}$  y  $T_{fin}$  tiempo de inicio y final respectivamente.

### 3.7 Localización y dimensionamiento del BESS

En un sistema eléctrico de distribución al cual se interconectarán dispositivos de almacenamiento, es importante considerar tanto la capacidad como la ubicación de éstos. Comúnmente las redes de distribución se encuentran conectadas muy cerca de las subestaciones de potencia (*utility*) o fuente convencional anilladas a través de enlaces normalmente abiertos con otras subestaciones, por lo que, en caso de algún disturbio o falla en un circuito con cierta carga, es posible transferir parte de esa carga a otro circuito de la misma subestación (fuente) e inclusive transferir esa carga a otra subestación vecina.

Sin embargo, como se ha mencionado en los capítulos anteriores, cuando una micro-red se encuentra muy alejada de la subestación y que solo cuenta con un alimentador principal con alta impedancia, se puede considerar esa red como una *MG* débil. Esta red se vuelve sensible ante cualquier variación en la tensión o frecuencia y pudiera quedar en algún momento dado en modo isla debido a la desconexión de esta por alguna contingencia mayor. De la misma manera, podemos hablar de que, dentro de una *MG*, también existen nodos débiles; y son aquellos en donde el alimentador principal de ese nodo también se alimenta de un conductor con alta impedancia.

Para operar una micro-red débil o en modo isla, requiere del apoyo de fuentes de energía renovables interconectadas de acuerdo con los requerimientos de las demandas en cada nodo y controladas por un sistema de gestión de energía. Al tener fuentes renovables intermitentes en una micro-red, se tiene como resultado la variación de frecuencia y voltaje, por lo que es necesario la intervención de los sistemas de almacenamiento en baterías para suavizar la curva de la demanda debido a la intermitencia de las *RES*, además, de proporcionar soporte a la red y abatir las pérdidas de las líneas.

En algunos trabajos están utilizando métodos heurísticos como algoritmos genéticos para la ubicación estratégica de los sistemas de almacenamiento de energía considerando su operación económica (beneficio financiero) y sus modelos dinámicos [72], así como la reducción de las pérdidas eléctricas y la

regulación del voltaje dentro de los límites específicos solicitados por las políticas de la red [73]. Igualmente, el método estocástico es utilizado para la asignación óptima de estos dispositivos de almacenamiento [74]. En otras investigaciones se trabaja en el dimensionamiento de los *BESS* como en [71] y [75] donde utilizan una técnica evolutiva llamada algoritmo de murciélago, y en [76] proponen un tipo de optimización estocástica para determinar el tamaño óptimo de los dispositivos de almacenamiento de energía en un sistema híbrido de viento-diésel.

En esta investigación se presenta una técnica en el capítulo de operación de esta tesis para la ubicación de los *BESS* minimizando las pérdidas de un sistema de distribución propuesto.

### **3.8 Dinámica del *BESS* (Algoritmo propuesto)**

Una vez ubicados los *BESS* en los nodos donde se requiere energía, la dinámica consiste en regular la potencia considerando las restricciones y características técnicas como operaciones de carga/descarga en el ciclo completo (24 hrs), límites máximos y mínimos de carga y descarga respectivamente cada instante de tiempo y cantidad de energía de carga/descarga en cada intervalo de tiempo  $t$ .

En el diagrama de flujo representado en la figura 3.4, se observa el algoritmo propuesto en esta tesis para la dinámica de los *BESS*. Esta dinámica proporciona balance en la red y cada *BESS* se considera con condiciones iniciales de energía.

Para la dinámica de carga, si las baterías llegan al límite máximo de su capacidad, entonces se fija la potencia en la cantidad máxima de carga y dejan de operar; de lo contrario éstas pueden seguir la operación de carga hasta cumplir con el número de operaciones o tiempo de carga establecido durante todo el periodo de las 24 hrs.

Para la dinámica de descarga, en caso de que las baterías lleguen a su capacidad mínima de descarga de potencia, éstas se fijan en la cantidad mínima y dejaran de operar; de lo contrario seguirán descargando potencia hacia

la red hasta cumplir con el número de operaciones o tiempo de descarga durante todo el periodo de las 24 hrs.

Para ambos casos la cantidad de potencia o de energía de carga o descarga en cada intervalo de tiempo  $t$ , será la misma en este trabajo. Cabe hacer la aclaración que dichas cantidades pueden variar de acuerdo con las necesidades de requerimiento de energía.

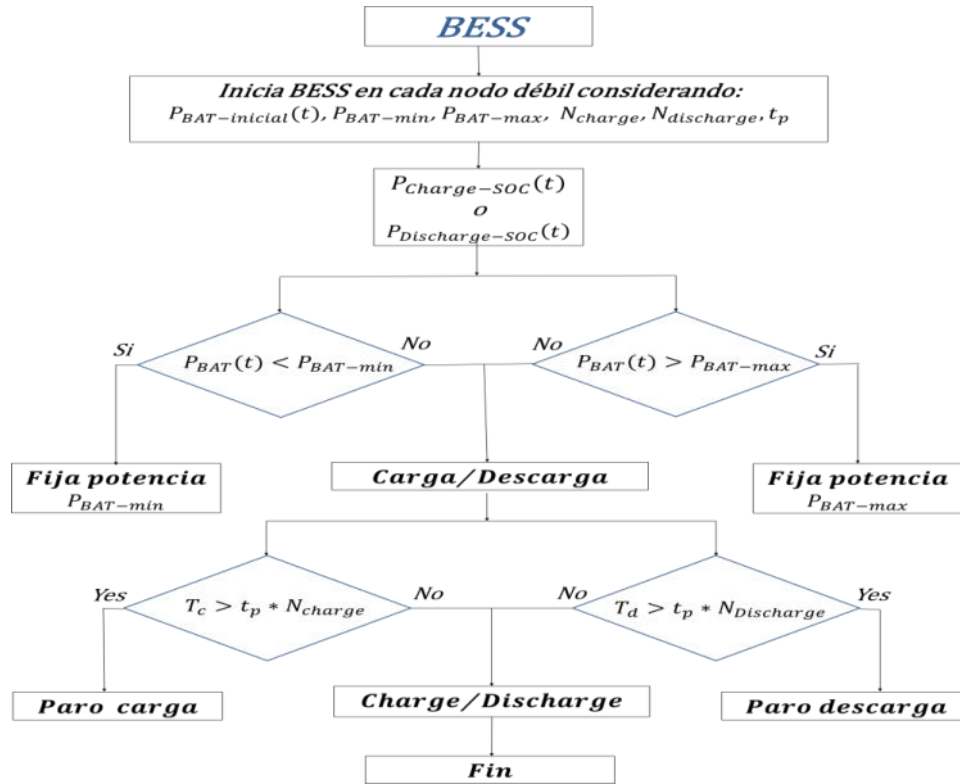


Figura 3.4 Dinámica del BESS propuesta

Para la programación de este algoritmo propuesto se utilizó el software *MATLAB* programado en código plano. Para observar la dinámica de los *BESS* se consideran cuatro escenarios con condiciones diferentes cada uno, estos escenarios se aplicaron en cuatro nodos por separados individualmente para apreciar la operación de las baterías. Se utilizó como prueba un sistema de micro-red de 13 nodos, con demandas variables en cada nodo y fuentes de energía fotovoltaica y eólica integradas en algunos nodos del sistema.

El tamaño de las baterías para esta prueba se definió en 100 kW (en el capítulo 5, se presenta la metodología utilizada para la ubicación de los *BESS*). Para este caso, el tiempo de carga ( $T_c$ ) y descarga ( $T_d$ ) están definidos por 480 min (8 hrs) cada uno durante un periodo de 24 hrs, y están en función de un número de cargas y descargas durante el día. Esto quiere decir que, si las baterías operan los 480 min de carga distribuida en un día completo, éstas dejarán de cargar, aunque no haya concluido el periodo de las 24 hrs. Por otro lado, si se cumple el tiempo de descarga definido por el tipo de tecnología de las baterías o fabricante, éstas dejarán de descargar, aunque no se haya concluido el periodo de las 24 hrs. Sin embargo, si se cumple una de las dos condiciones anteriores, la otra seguirá su dinámica hasta cumplir con sus operaciones o hasta terminar el día completo con su dinámica. Cada intervalo de tiempo  $t_p$ , está definido por 5 min y la cantidad de carga y descarga se fijó al 10% de la potencia continua de carga/descarga (6.8 kW) en cada intervalo para este caso. Las baterías están limitadas a una carga máxima de 100 kW (capacidad total) y a una descarga mínima de 10 kW. Estos parámetros pueden cambiar de acuerdo con la tecnología de baterías a utilizar en el sistema.

### **3.9 Comprobación del algoritmo propuesto para los *BESS***

Para la comprobación del algoritmo mencionado en la figura 3.4 se utilizó el sistema de prueba de 13 nodos indicado en la figura 2.11. Las simulaciones se realizaron en cuatro escenarios (cuatro nodos), únicamente para demostrar la eficiencia del algoritmo propuesto.

#### **3.9.1 Escenario I**

En la figura 3.5 se observa la potencia en el nodo 5 del sistema de prueba, así como la variación de la demanda en dicho nodo. Los datos de demandas en

estas simulaciones fueron tomados de una subestación de potencia en distribución.

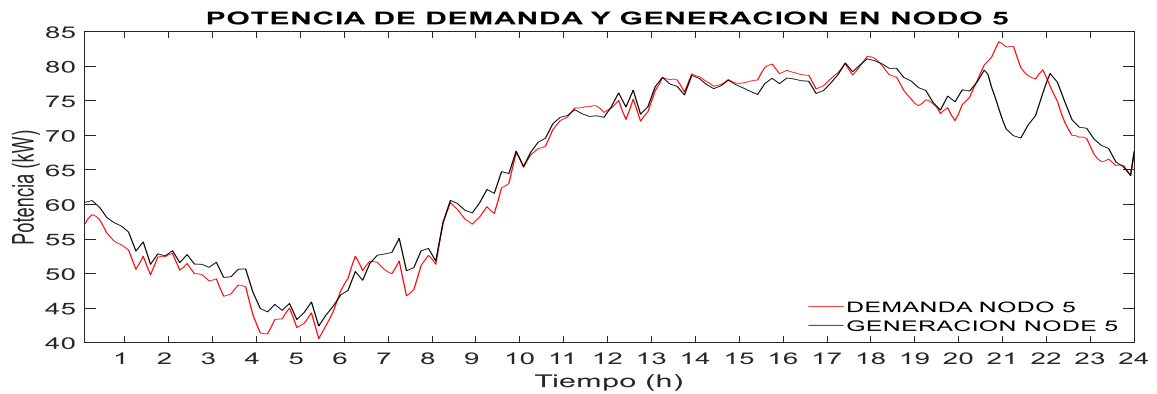


Figura 3.5 Demanda y generación en nodo 5

La dinámica de cargas y descargas de la batería en el nodo 5 se observa en la figura 3.6. Aquí se observa que el sistema de almacenamiento empieza a equilibrar la potencia desbalanceada en el nodo.

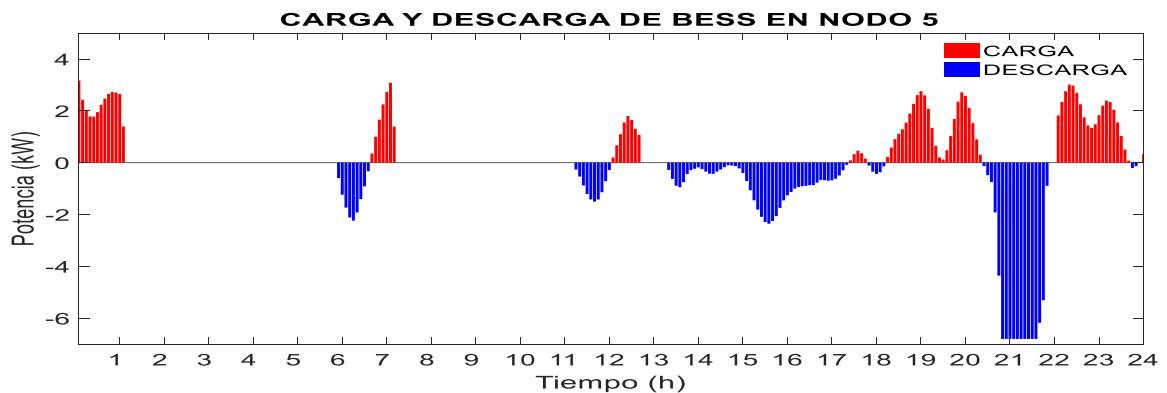


Figura 3.6 Representación de cargas y descargas en nodo 5

En la figura 3.7 se muestra el estado de carga del *BESS* instalado en el nodo 5. Cuando la curva de los *BESS* (figura 3.7) tiene pendiente positiva significa que las baterías están cargando la energía disponible de los renovables o de la propia *utility*, y cuando la curva tiene pendiente negativa, las baterías se encuentran descargando potencia activa hacia el nodo de carga. Esta dinámica presenta intervalos de carga y descarga en diferentes tiempos llegando a su

límite máximo de carga (100 kW) en tres secciones diferentes de intervalos. Aproximadamente a las 21:50 hrs, la descarga del BESS llegó a su mínimo en tres instantes de tiempo consecutivos, ya que el BESS está limitado a una descarga mínima de 10 kW, este límite no le permitió seguir descargando. El tiempo de descarga para este *BESS* llegó a 465 min (93 operaciones durante las 24 hrs) y el tiempo de carga fue de 400 min (80 operaciones en todo el periodo).

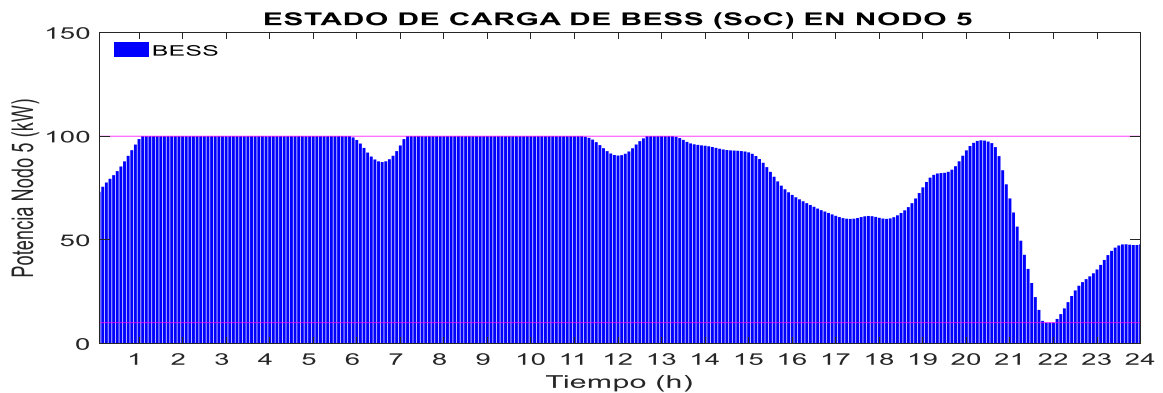


Figura 3.7 Dinámica de BESS en nodo 5

En la figura 3.8 se aprecia la contribución que tienen los *BESS* hacia el nodo. Se identifica que entre las 21 y 22 hrs, el *BESS* no alcanza a suministrar toda la energía que requiere el nodo, por lo tanto, se observa el desbalance de potencia.

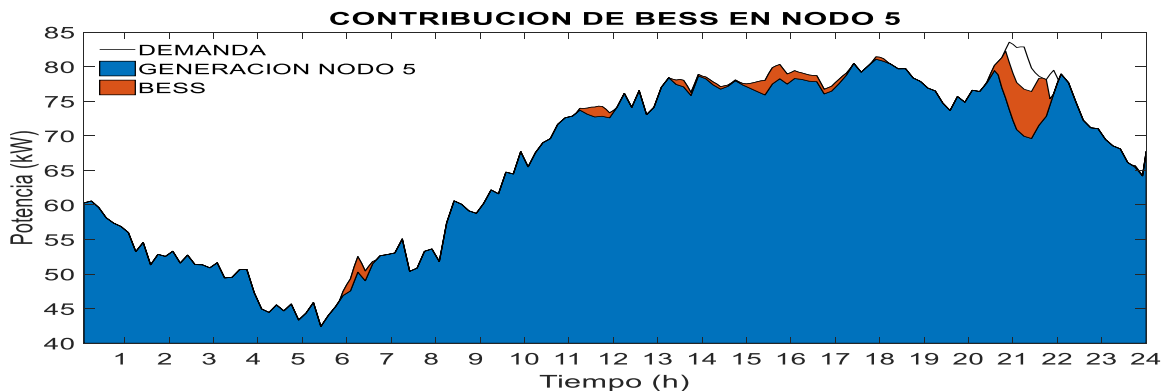


Figura 3.8 Contribución de BESS en nodo 5



### 3.9.2 Escenario II

Considerando el comportamiento de la energía en el nodo 8 de la figura 3.9, se visualiza que el requerimiento de energía en ese nodo es aproximadamente entre las 21 y 23 hrs, por lo que se ubica el *BESS* y se observa en la gráfica de la figura 3.10 la dinámica de descarga que se tiene en ese periodo de desbalance. En la gráfica 3.11 se observa el estado de carga (SoC) de las baterías. Aquí las baterías no tienen actividad de carga y descarga al inicio del periodo y los estados de carga permanecen con la cantidad de potencia con la que iniciaron el día de 70 kW. Aproximadamente entre las 21 y 23 hrs, operan descargando potencia al nodo, logrando balancear al 100 % la energía en el nodo, como se muestra en la figura 3.12. En este nodo se presentó un tiempo de descarga de 65 minutos (13 operaciones en el periodo completo de 24 hrs).

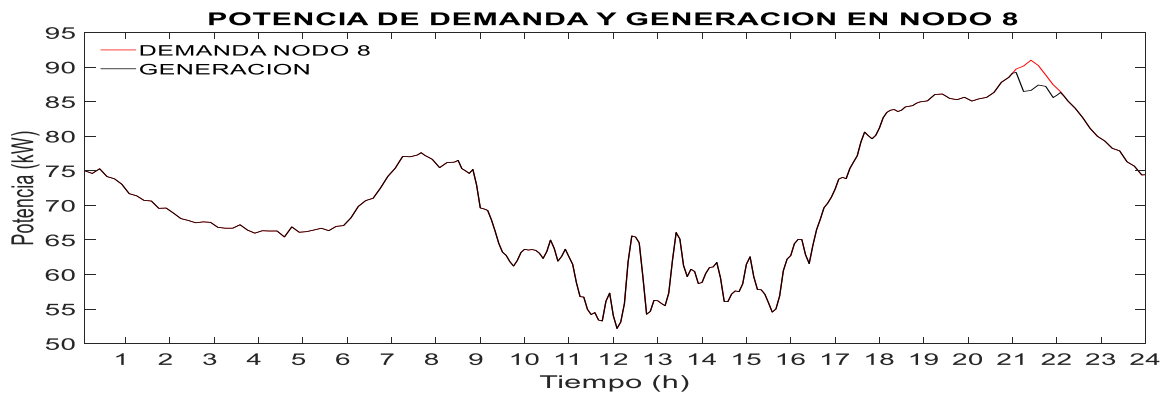


Figura 3.9 Demanda y generación en nodo 8



Figura 3.10 Representación descargas en nodo 8

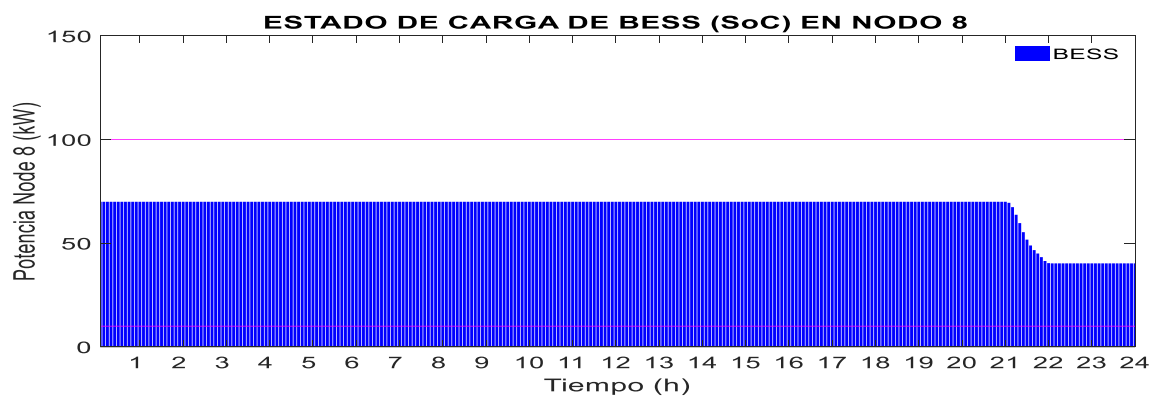


Figura 3.11 Dinámica de BESS en nodo 8

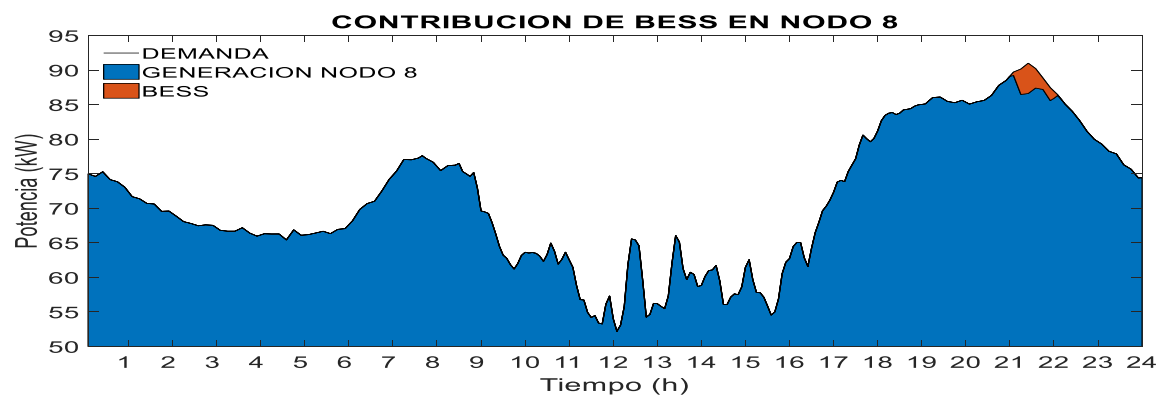


Figura 3.12 Contribución de BESS en nodo 8

### 3.9.3 Escenario III

Analizando ahora el nodo 12 representado en la gráfica de la figura 3.13, se observan dos intervalos de tiempo en donde el balance de potencia no se cumple. Mientras que en la figura 3.14 se alcanzan a observar dos periodos de descarga que se tiene en dicho nodo.

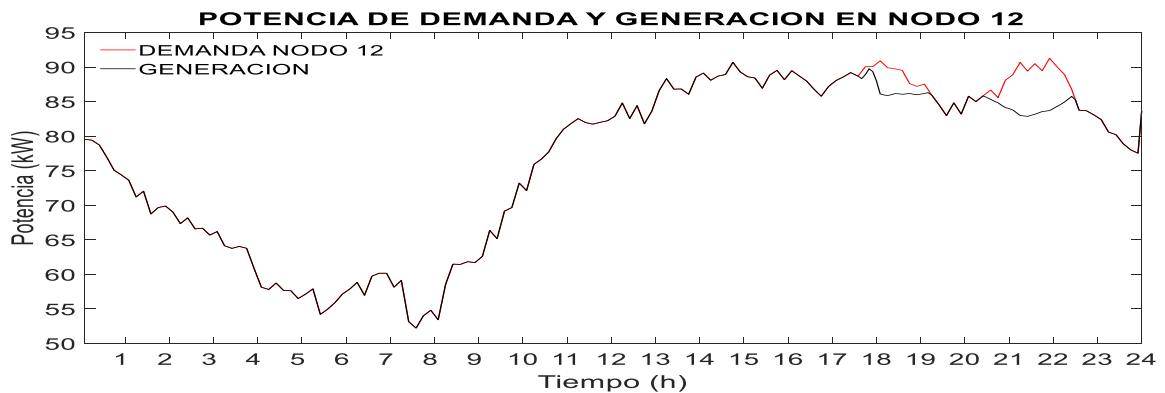


Figura 3.13 Demanda y generación en nodo 12



Figura 3.14 Representación descargas en nodo 12

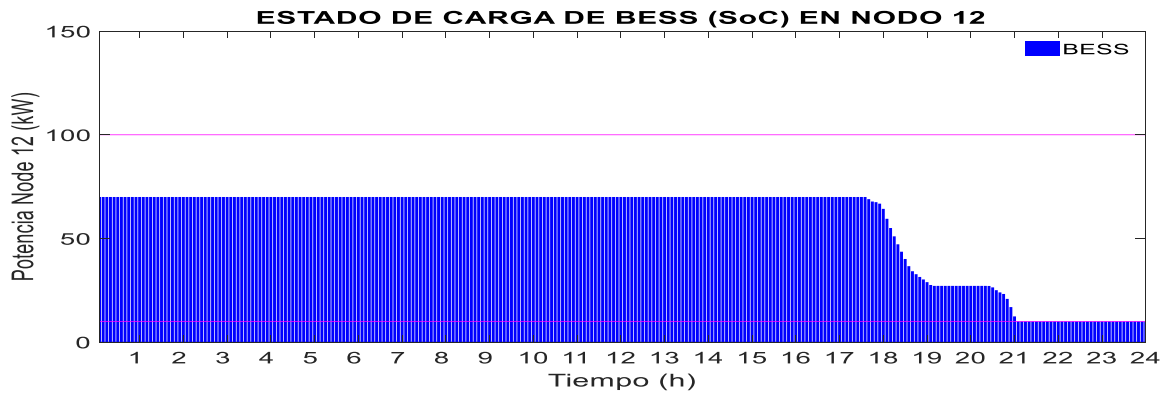


Figura 3.15 Dinámica de BESS en nodo 12

En la figura 3.15, como no existe desbalance de potencias al inicio, la carga/descarga del BESS se mantiene constante con la potencia inicial. El nodo requiere de potencia hasta las 18 hrs aproximadamente, entonces, las baterías empiezan a descargar como se ve en la gráfica. Posteriormente, sufre otra descarga en el segundo intervalo de actividad hasta llegar al límite mínimo de descarga. Aquí el tiempo de descarga ( $T_d$ ) fue de 140 min, y no puede seguir descargando porque ha llegado a su límite de 10 kW.

En la figura 3.16, la aportación del *BESS* en el nodo desaparece aproximadamente a las 21 hrs. Las baterías ya no pudieron seguir operando en modo de descarga por las razones que se mencionaron arriba en la gráfica 3.15. Entonces el sistema de gestión de distribución (*DMS*) tendrá que tomar la decisión de tirar carga durante el horario en que no se cumple el balance.

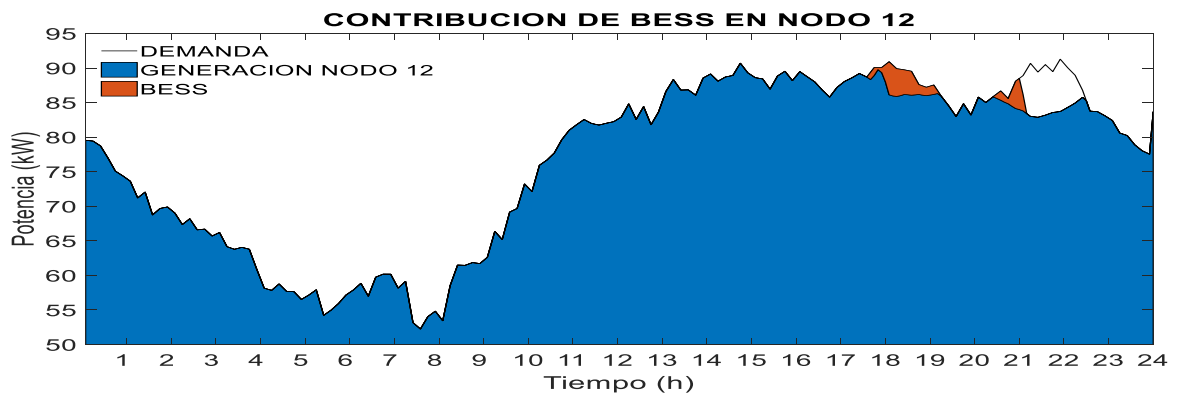


Figura 3.16 Contribución de BESS en nodo 12

### 3.9.4 Escenario IV

El escenario más crítico del sistema de prueba se presentó en el nodo 13, por la configuración de la micro-red y por la alta impedancia. En la figura 3.17 se muestra que la cantidad de desbalance de energía es mucho mayor que en los nodos anteriores. En la gráfica 3.18 se aprecia la descarga de potencia al inicio del desbalance.

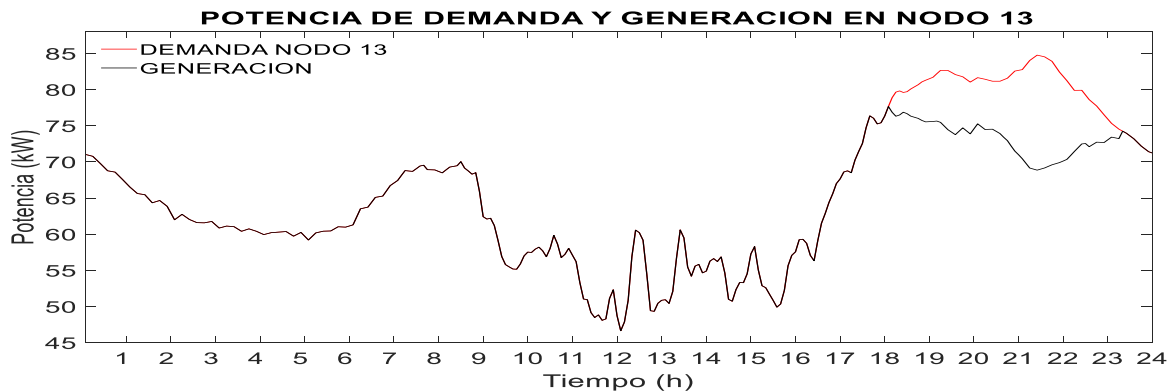


Figura 3.17 Demanda y generación en nodo 13



Figura 3.18 Representación descargas en nodo 13

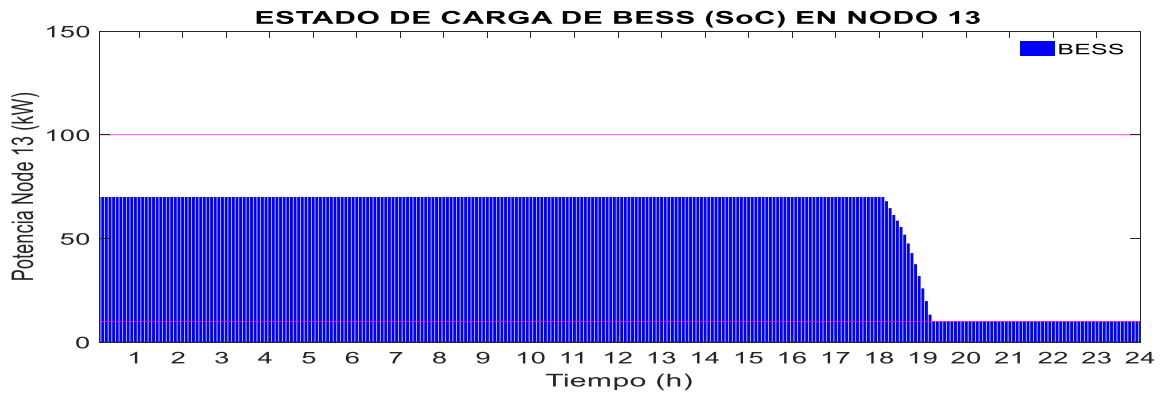


Figura 3.19 Dinámica de BESS en nodo 13

Debido a que la cantidad de energía requerida en el nodo 13 es muy alta, en la figura 3.19 se refleja la descarga del BESS hasta llegar a límite mínimo. Ya no suceden más operaciones porque las baterías se han quedado sin energía en este nodo. Para este caso el tiempo de descarga fue de 80 min (16 operaciones).

En la figura 3.20 se observa la porción de potencia del sistema de almacenamiento que aporta al nodo. Este no alcanza a cubrir toda la energía en el intervalo requerido y el sistema de gestión de energía deberá desconectar carga en este nodo en el horario reflejado el desbalance.

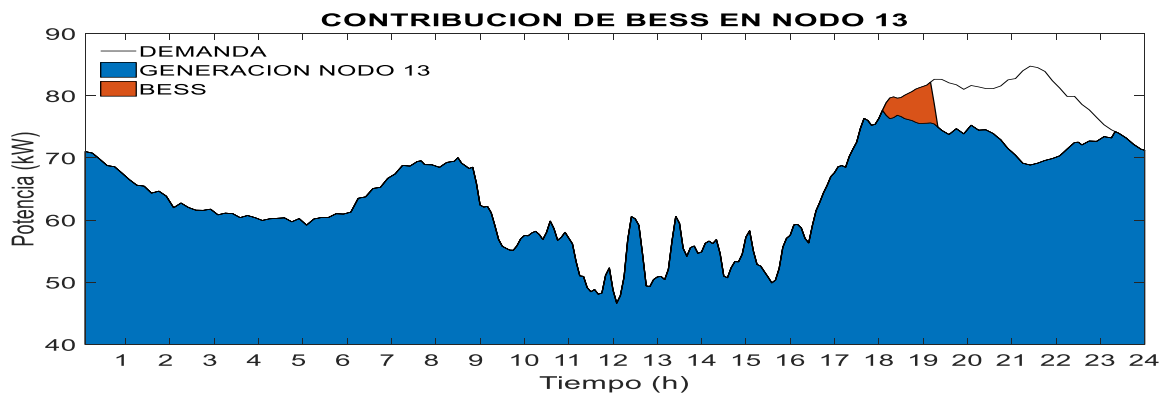


Figura 3.20 Contribución de BESS en nodo 13

### 3.10 Conclusiones del capítulo 3

En este capítulo se presentó el algoritmo propuesto para la dinámica de los *BESS* y sobre todo el alto impacto que tiene en las redes de distribución o micro-redes débiles o con alta impedancia. Se señala el rendimiento en la operación de los *BESS* en cada uno de los nodos cumpliendo con las restricciones dadas en el modelo. En el nodo 5 las operaciones de carga y descarga de *BESS* se llevan a cabo antes del final del período de 24 horas. En los nodos 12 y 13, las decisiones para un *DMS* instalado en la red eléctrica son de activar el disparo de carga porque las baterías no alcanzaron el balance de energía, lo que causa una variación en la frecuencia. En el caso del nodo 8, el requerimiento de energía era muy bajo y, por lo tanto, las baterías lograron cubrir esas necesidades de energía y cumplir con el balance de frecuencia en ese nodo.

## CAPÍTULO 4. CONTROL DE FRECUENCIA EN MICRO-REDES

### 4.1 Introducción

En estos últimos años, los retos ante la eficiencia energética han evolucionado en muchos países dando paso a las fuentes de energía renovables no controladas instaladas en las micro-redes. El cambio en la demanda y el agotamiento de las reservas de combustibles fósiles han hecho conciencia en la sociedad y en los organismos de energía para buscar otras alternativas de solución ante esta problemática. Hasta hace algunos años, el balance energético estaba controlado únicamente por las fuentes de generación convencional y la operación segura y económica del sistema era responsabilidad exclusiva de la *utility* provista por grandes centrales. En esta estructura de operación vertical, las redes de distribución eran controladas por la red eléctrica satisfaciendo su demanda energética, el control local se realizaba únicamente para la regulación de tensión mediante la conexión de elementos reactivos en derivación. En la actualidad se ha estado trabajando con las fuentes de energía renovables con apoyo de los sistemas de almacenamiento para el control local de la demanda.

Hoy en día, la interconexión descontrolada de fuentes de *DG* en redes de distribución ha provocado disturbios en las *MG* manifestándose en problemas de: variación frecuencial ocasionado por el desequilibrio energético natural de las fuentes no reguladas, baja calidad de energía por las variaciones de tensión y a la falta de disponibilidad de fuentes reactivas y distorsión severa de la forma de onda por la inyección de componentes frecuenciales no fundamentales. Esto resulta una baja calidad de suministro de energía directamente a los consumidores que se encuentran muy cerca de las fuentes no reguladas. Debido a esto, las micro-redes han sufrido cambios significativos provocados por los



avances tecnológicos en sus componentes y a las exigencias por parte de los consumidores, así como al abatimiento del costo de los dispositivos que permitan operar con los requerimientos de calidad para un mejor aprovechamiento del sistema eléctrico.

Una rápida respuesta de frecuencia es de mucha importancia en la seguridad para una *MG*, sobre todo cuando las fuentes intermitentes como la energía eólica y fotovoltaica están aumentando, representando una carga de regulación adicional para las fuentes. El objetivo de una respuesta rápida es la de mantener la frecuencia dentro de un rango cerca de la frecuencia nominal del sistema (50 o 60 Hz), de lo contrario, esto llevaría a penalizaciones financieras ocasionadas por el propósito de una desconexión de carga por baja frecuencia o desconexión de generación por alta frecuencia en el sistema o en el peor escenario, daños a los elementos físicos de la turbina-generador. Una interrupción súbita de generación o una conexión de carga repentina en el sistema, tiene como consecuencia un desbalance entre la generación y la carga, y da como resultado una variación en la frecuencia. Esta variación de frecuencia es tomada por la inercia del sistema y devuelta en estado estable por la respuesta de frecuencia primaria, y en caso de que exista un error después de pasar por la primera fase de regulación, la respuesta de frecuencia secundaria realiza la corrección de desbalance, hasta llevar a un estado estable dicha frecuencia. Después de esto, la generación se re-balancea en un nivel de ajuste económico y seguro, y a través de la respuesta de frecuencia terciaria el margen de reserva se restaura.

Es por lo que la alta penetración de fuentes renovables ha sido un objeto de investigación para incluir restricciones más severas en la regulación de frecuencia tanto en la primaria como secundaria, ya que dichas regulaciones están determinadas por un mercado de reserva, y esto hace importante tener los suficientes recursos necesarios para suministrar una energía aceptable en el modelo del mercado eléctrico.

## 4.2 Control de Frecuencia en máquinas síncronas

Los sistemas eléctricos de potencia están constituidos por plantas de energía, consumidores de energía eléctrica y redes de transmisión y distribución [77] los cuales están interconectados en los puntos de generación y consumo de energía. Este sistema interconectado provoca variación en la demanda.

En una red de transmisión existen elementos giratorios o rotativos como generadores síncronos y motores. Cuando existe un desbalance entre la generación de potencia activa y la demanda, el sistema compensa en cierto tiempo el desajuste que existe en la energía cinética de la masa giratoria del generador, resultando una variación de la frecuencia [78]. A continuación, se muestra el modelo del control de frecuencia de un generador síncrono.

### 4.2.1 Modelo del generador

Considerando una máquina síncrona y en condiciones de operación normal, la posición relativa del eje del rotor y el eje del campo magnético resultante es fija [79]. El ángulo entre estos dos ejes se le llama ángulo de potencia o ángulo de torque ( $\delta$ ). Cuando el sistema se somete a un disturbio, se presenta un movimiento de oscilación y el rotor acelera o desacelera con respecto al espacio de aire giratorio mmf, si el sistema permanece estable, el rotor volverá al sincronismo. El modelo matemático que describe esta dinámica oscilatoria se conoce como la ecuación swing y representa el análisis de estabilidad en un sistema eléctrico de potencia. Esta ecuación está representada en la ecuación (4.1).

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} = \Delta P_{m(pu)} - \Delta P_{e(pu)} \quad (4.1)$$

Donde  $\omega_s$  es la velocidad angular eléctrica,  $H$  la constante de inercia cinética de la masa rotatoria del grupo turbina generador a la velocidad nominal,  $P_m$  la potencia mecánica y  $P_e$  la potencia eléctrica desarrollada por el generador

Ante pequeñas perturbaciones la ecuación (4.1) tiene la siguiente representación

$$\frac{d\Delta\frac{\omega}{\omega_s}}{dt} = \frac{1}{2H}(\Delta P_{m(pu)} - \Delta P_{e(pu)}) \quad (4.2)$$

Donde  $\omega$  es la frecuencia angular del rotor. Con la velocidad considerada en p.u, sin notación explícita en p.u., tenemos:

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{1}{2H}(\Delta P_{m(pu)} - \Delta P_{e(pu)}) \quad (4.3)$$

Transformando a Laplace la ecuación (4.3), obtenemos:

$$\Delta\omega(s) = \frac{1}{2Hs}(\Delta P_m(s) - \Delta P_e(s)) \quad (4.4)$$

Donde nos demuestra que la diferencia de la variación de la potencia mecánica y la variación de la potencia eléctrica nos da como resultado una variación en la frecuencia angular y esta expresión se representa en la figura 4.1.

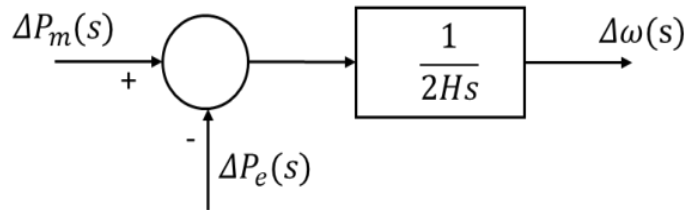


Figura 4.1 Modelo del generador

#### 4.2.2 Modelo de carga

En el caso de las cargas, existen algunas que son sensibles a la frecuencia y otras no [79]. Por ejemplo, las cargas resistivas puras, únicamente están en función del voltaje y no son sensibles a la frecuencia, no obstante, una carga compuesta por motores de inducción es susceptible a provocar cambios en la frecuencia. Por lo tanto, un modelo generalizado de cualquier carga eléctrica está representada como la siguiente ecuación:

$$\Delta P_e = \Delta P_L - D\Delta\omega \quad (4.5)$$

Donde  $\Delta P_L$  es la porción de la carga que no es sensible a los cambios en la frecuencia y  $D\Delta\omega$  es la porción sensible a los cambios en la frecuencia.  $D$  representa el porcentaje de cambio en la carga dividido por el porcentaje de cambio en la frecuencia. Por lo tanto, al transformar a Laplace la ecuación (4.5) y anexarla al diagrama de bloques de la figura 4.1 se obtiene lo siguiente:

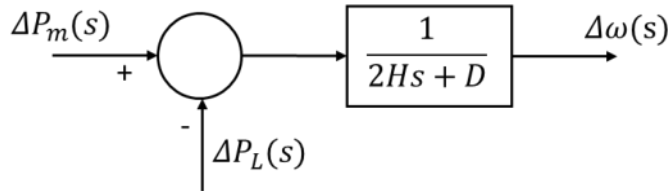


Figura 4.2 Modelo de carga-generador

#### 4.2.3 Modelo de la turbina mecánica

Una turbina en un sistema mecánico tiene el objetivo de proporcionar energía al eje del generador eléctrico en forma de giro mecánico [79]. Todas las turbinas independientemente de la aplicación tienen la funcionalidad de convertir la energía cinética de un líquido (vapor, agua, aire, gas a altas temperaturas, etc.) en energía rotatoria de la turbina, en donde la potencia de la salida de la turbina

está en función de la posición mecánica de la válvula que define el flujo del líquido hacia la turbina. En el diagrama de bloques de la figura 4.3 se muestra el modelo de una turbina de vapor simple sin recalentamiento, donde  $\Delta P_v$  muestra los cambios de la posición de la válvula y  $\tau_T$  la constante de tiempo que modela el retraso mecánico en la respuesta de la turbina a los cambios en la posición de la válvula.

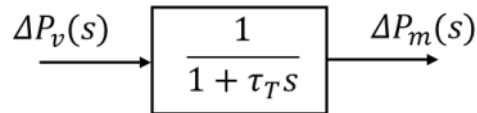


Figura 4.3 Modelo de una turbina de vapor sin recalentamiento

#### 4.2.4 Modelo del gobernador

La función del gobernador dentro del sistema de generación consiste en reajustar la posición de la válvula de la turbina y al mismo tiempo, la potencia de entrada mecánica del generador para tratar de reducir el error de la frecuencia que se encuentra en el sistema [79]. De acuerdo con las características de velocidad del gobernador, se deriva la siguiente ecuación:

$$\Delta P_g = \Delta P_{ref} - \frac{1}{R} \Delta \omega \quad (4.6)$$

que es un comparador de potencias entre la potencia de referencia y la potencia que proporciona el gobernador de acuerdo con su velocidad. Transformando a Laplace la ecuación (4.6) tenemos:

$$\Delta P_g(s) = \Delta P_{ref}(s) - \frac{1}{R} \Delta \omega(s) \quad (4.7)$$

Cuando el gobernador cambia la posición de la válvula de la turbina  $\Delta P_v$ , existe un retardo de tiempo  $\tau_g$  y la ecuación que representa esta relación está determinada por la siguiente expresión:

$$\Delta P_v(s) = \frac{1}{1 + \tau_g s} \Delta P_g(s) \quad (4.8)$$

En la figura 4.4 se representa la función de velocidad del gobernador en la máquina síncrona.

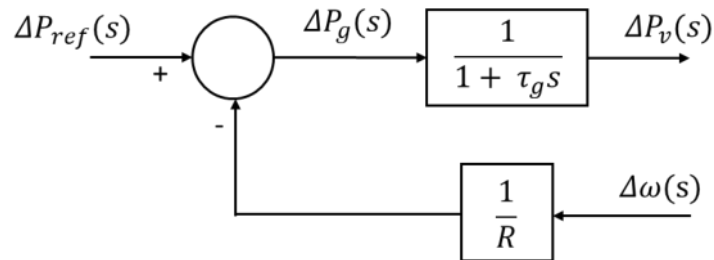


Figura 4.4 Modelo del sistema de velocidad de gobernación

Considerando los modelos anteriores, es posible modelar un sistema completo del control de la frecuencia de una máquina síncrona. Esto se representa en el siguiente diagrama de bloques [79].

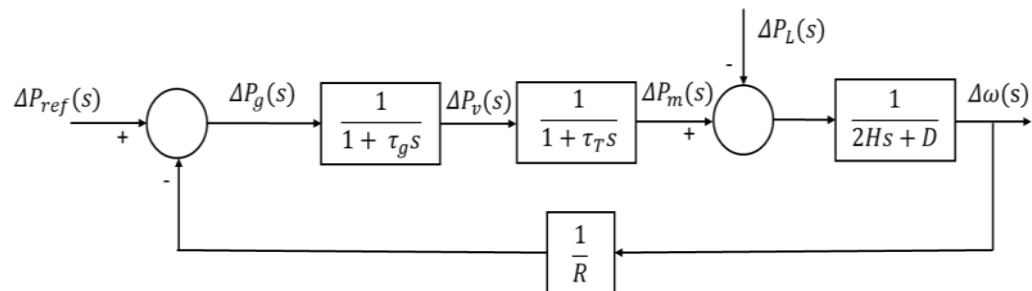


Figura 4.5 Modelo del Control de frecuencia de una máquina síncrona

Por lo tanto, el sistema lo podemos representar en una forma más compacta considerando como entrada la perturbación de una carga  $-\Delta P_L$ .

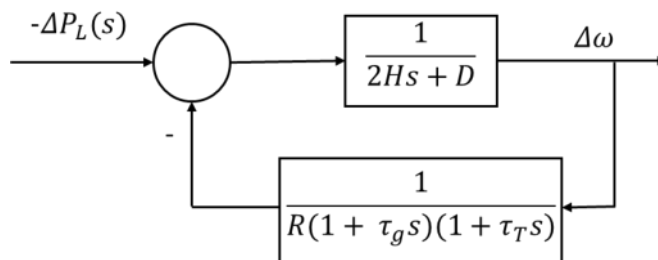


Figura 4.6 Modelo del sistema de control de frecuencia con  $\Delta P_L$  como entrada

### 4.3 Control de Frecuencia en fuentes de energía renovables

Como ya es conocido, una *MG* es considerada como una red a pequeña escala conformada por generación distribuida, sistemas de almacenamiento y cargas eléctricas, interconectados eléctricamente y que están siendo controlados jerárquicamente con la capacidad de operar en modo interconectado o modo isla. Dentro de las *DGs* se encuentran las fuentes de energía renovable como la fotovoltaica y turbinas eólicas, que son consideradas como pequeños generadores que pueden interconectarse en pequeñas escalas (en comparación con las fuentes convencionales grandes) y cerca de las cargas importantes como usuarios con demandas considerables [80]. Estas fuentes son más frecuentes en las micro-redes y hacen débil a la red en lo referente a la regulación de frecuencia y voltaje por su menor tamaño, en comparación con los sistemas de energía grandes [81]. Además de ser fuentes intermitentes y no regulables por su naturaleza, provocan problemas técnicos como la dificultad de estabilizar la frecuencia, ya que su capacidad de generación proporciona muy poca reserva en el sistema.

#### 4.3.1 Regulación de frecuencia con fuentes de energía eólica

La energía eléctrica producida por turbinas eólicas está siendo utilizada en diferentes partes del mundo. En algunos países han utilizado esta fuente renovable para desplazar la generación convencional, mientras que, en otros,

granjas eólicas de gran tamaño están operando en modo isla, sin el apoyo de la utility.

Los aerogeneradores se clasifican principalmente en dos tipos: de velocidad variable y de velocidad fija. Los aerogeneradores de velocidad variable están soportados por un generador síncrono de imán permanente (*permanent magnet synchronous generator, PMSG*). El *PMSG* se encuentra completamente desacoplado de la red ya que el estator del generador está conectado al convertidor electrónico de potencia para inyectar potencia a la red. Mientras que los de velocidad fija contemplan un generador de inducción que está conectado directamente a la red y pueden proporcionar una respuesta inercial pequeña a la variación de la frecuencia en comparación con el generador síncrono.

Un convertidor electrónico de potencia puede regular la potencia de salida para un amplio intervalo de velocidades de viento en un aerogenerador [82], sin embargo, este tipo de acoplamiento aísla de la turbina eólica la respuesta de la frecuencia bajo una perturbación. Por otro lado, podemos decir que la dinámica de los aerogeneradores tradicionales está diseñada para seguir el comportamiento de la potencia máxima, y esto hace que no proporcionen energía de reserva para el soporte del control de la frecuencia.

Actualmente en algunos trabajos se han mencionado dos técnicas para apoyar al control de la frecuencia con los aerogeneradores de tipo velocidad variable: control de inercia y control de reserva.

#### **4.3.1.1 Control de inercia**

En el control de inercia, la energía cinética almacenada que tienen las palas giratorias de la turbina detiene la desviación de la frecuencia dentro de los 10 primeros segundos a través de un controlador adecuado con nuevos circuitos electrónicos. En la respuesta de inercia de turbinas eólicas hay dos clasificaciones, el primero es denominado emulación de inercia y el segundo reserva de potencia rápida [83].



En la emulación de inercia, la respuesta de inercia de la energía cinética está en un rango de 2 a 6 seg. para la regulación, y están clasificadas en respuesta de inercia de un bucle y respuesta de inercia de dos bucles. En la respuesta de un bucle, un control está basado en el *ROCOF* y se usa para liberar la energía cinética almacenada en las cuchillas giratorias, mientras que el de dos bucles se basan en el *ROCOF* y en las desviaciones de frecuencia como se ilustra en la figura 4.7. La velocidad de referencia del rotor  $\omega_{r,ref}$  de la turbina eólica esta determinada por la potencia de la salida de la turbina  $P_{meas}$ . Esta  $\omega_{r,ref}$  es comparada con la medición de la velocidad del rotor  $\omega_{r,meas}$  y este error lo utiliza el controlador PI para proporcionar la potencia máxima.

Durante las operaciones normales, la potencia de referencia transferida al convertidor es igual a la potencia máxima sin ninguna contribución del lazo de control de inercia. En caso de falta de potencia, cierta cantidad de  $P_{in}$  de potencia, basado en el valor de *ROCOF* y la constante de inercia virtual  $H_v$  se agregará al  $P_{MPPT}$ . Debido al incremento de potencia, el generador se ralentizará y se liberará la energía cinética almacenada en las palas de la turbina eólica giratoria. La potencia adicional  $P_{in}$  proviene del bucle de respuesta de inercia, que depende de *ROCOF* determinado por [84].

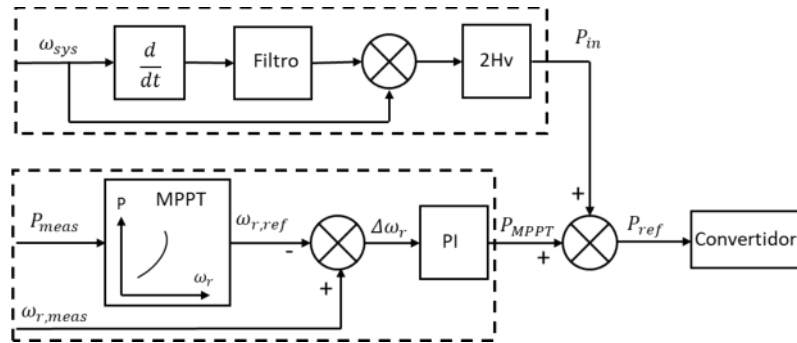


Figura 4.7 Emulación de inercia para turbinas eólicas de velocidad variable

En la reserva de potencia rápida la respuesta de inercia se puede emular, ya que la señal de control depende de la desviación de frecuencia o *ROCOF*. También se puede definir como un 10% constante de la potencia activa nominal

durante 10 seg, a pesar de varias velocidades del viento [85]. La energía constante a corto plazo, que se llama reserva de energía rápida, se libera de la energía cinética almacenada en la masa giratoria de la turbina eólica. Esta rápida reserva de potencia se puede lograr controlando el punto de ajuste de la velocidad del rotor como se muestra en la figura 4.8. En donde la cantidad de potencia constante y la duración del tiempo determinan la velocidad del rotor de acuerdo con la ecuación (4.9).

$$\omega_{r,ref} = \omega_{rt} = \sqrt{\omega_{ro}^2 - 2 \frac{P_{const}}{J} t} \quad (4.9)$$

Donde  $P_{const}$  es la cantidad de potencia activa constante,  $t$  es la duración del tiempo para la reserva de la potencia rápida,  $\omega_{ro}$  la velocidad de rotación inicial,  $\omega_{rt}$  es la velocidad rotacional al final de la respuesta de inercia y  $J$  el momento de inercia.

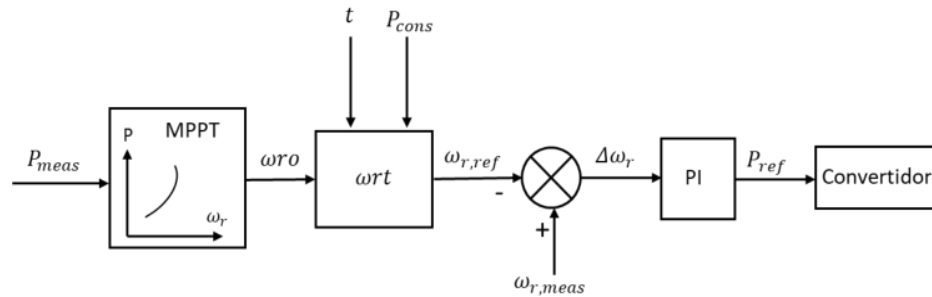


Figura 4.8 Controlador de reserva de potencia rápida para turbina eólicas

#### 4.3.1.2 Control de reserva

La técnica de control de reserva se basa en el control del ángulo pitch de las paletas, el controlador de velocidad o una combinación de ambos para mejorar el margen de reserva de energía durante eventos de desbalance de potencia. El ángulo de inclinación es el segundo controlador utilizado para desacelerar la turbina eólica al aumentar el ángulo de la pala. Se requiere que este controlador se active cuando el generador de la turbina eólica llegue a la

velocidad nominal y cuando el controlador de exceso de velocidad no realice esta operación.

#### 4.3.2 Regulación de frecuencia con fuentes fotovoltaicas

La instalación de sistemas fotovoltaicos en sistemas de distribución ha ido en aumento en estos últimos años, aunque, en sistemas eléctricos aislados, la regulación de frecuencia con las fuentes convencionales es nula, y debido al elevado costo de los paneles fotovoltaicos, se han investigado diferentes técnicas de seguimiento del punto de máxima potencia (*maximum power point tracking*, *MPPT*) para extraer la potencia máxima de las fuentes fotovoltaicas [86]. Ya que el uso de las técnicas *MPPT* ocasionan que la energía fotovoltaica funcione sin reserva, se han estado modificando los diseños de los controladores utilizados con convertidores fotovoltaicos para que puedan participar en la regulación de la frecuencia.

Lo cierto es que este tipo de control aún está en etapas de investigación, por lo que, están basados en dos diferentes controladores. El primero se basa en sistemas fotovoltaicos compatibles con sistemas de almacenamiento de energía para regular la frecuencia, y el segundo tipo de controlador *MPTT* propone la técnica de descarga para sistemas fotovoltaicos sin *ESS* [87]. En general las técnicas de control que se han diseñado para el control de frecuencia con *MPPT* han sido para sistemas interconectados o modo isla.

Por otro lado, se han propuesto reguladores de frecuencia que consisten en un control no lineal con un esquema de frecuencia adaptativo que calcula la potencia activa  $P^*$ , dependiendo de la variación de la frecuencia. Esta señal se utiliza para actualizar la potencia de referencia  $P_{ref}$  utilizada por el controlador de potencia para obtener la potencia de salida de los paneles fotovoltaicos regulando el ciclo de trabajo (D) del convertidor de potencia. Esto se ilustra en la figura 4.9.

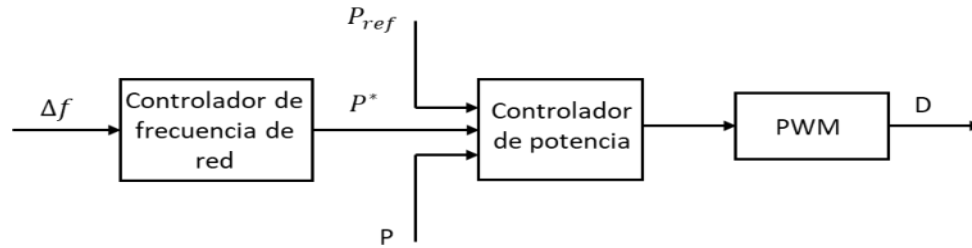


Figura 4.9 Regulador de frecuencia fotovoltaico

#### 4.4 Control de Frecuencia en convertidores

La penetración de fuentes distribuidas vinculadas a los sistemas de distribución y a las micro-redes con procesadores de potencia altamente controlables basados en la electrónica de potencia, junto con los sistemas de almacenamiento prometen una mayor confiabilidad a la red eléctrica en pequeñas escalas.

Estos modernos sistemas de energía tienen una pequeña constante de inercia por la forma en que se encuentran interconectadas las fuentes renovables de la red de AC a través de convertidores electrónicos, por lo que los sistemas de energía renovable no pueden participar directamente en la regulación de frecuencia en una operación normal.

En la actualidad, las tecnologías de los convertidores están siendo parte de la estructura de las micro-redes con la finalidad de participar en las técnicas de operación y control a diferentes niveles jerárquicos. Dentro de los diferentes modos de operación para los convertidores en las redes, en este trabajo se mencionan tres tipos: convertidores de potencia de formación de red, de alimentación a la red y de soporte de red [88].

Los convertidores de formación de red se representan como una fuente de voltaje de CA ideal con una baja impedancia de salida, configurando la amplitud de voltaje  $V^*$  y la frecuencia  $f^*$  de la red local utilizando un lazo de control adecuado como se visualiza en la figura 4.10. Estos operan únicamente en MG modo isla.

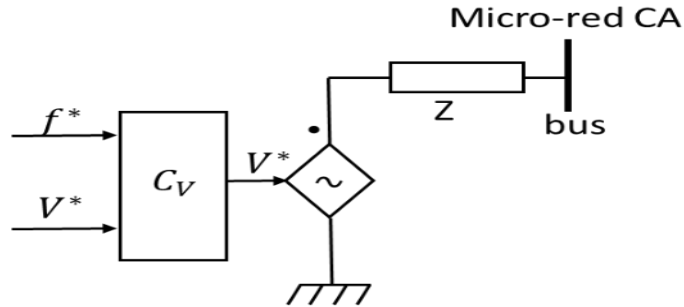


Figura 4.10 Convertidor formación de red (fuente de voltaje)

Los convertidores de alimentación a la red son aquellos que suministran energía a redes energizadas. Se representan como una fuente controlada como fuente de corriente ideal conectada a la red en paralelo a través de una impedancia muy alta. Esta fuente de corriente debe estar sincronizada con el voltaje de CA en el punto de conexión para regular la potencia activa  $P^*$  y reactiva  $Q^*$  intercambiada por la red como se indica en la figura 4.11. Dado que este tipo de convertidor requiere de un generador o un convertidor de potencia para formar el voltaje de red, no puede operar en modo isla, únicamente en *MG* modo interconectadas.

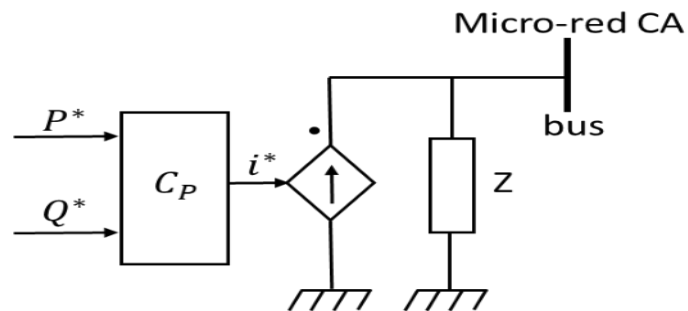


Figura 4.11 Convertidor alimentación de red (fuente de corriente)

Los convertidores de soporte de red se representan como una fuente de corriente ideal controlada por CA en paralelo con una impedancia en derivación, o como una fuente de voltaje CA ideal en serie con una impedancia de enlace.

Estos convertidores regulan su corriente/voltaje de salida para mantener el valor de la frecuencia de la red y la amplitud de voltaje cerca de sus valores

nominales. En caso de controlar un convertidor compatible con la red como fuente de voltaje, el efecto de la impedancia del enlace generalmente es emulado por el lazo de control interno. Estos están clasificados entre el convertidor de potencia de alimentación y el convertidor de formación de red, siendo su objetivo principal entregar valores adecuados de potencia activa y reactiva para contribuir a la regulación de la frecuencia de red y el voltaje. La configuración con este tipo de convertidor como fuente de corriente y como fuente de voltaje se muestra en los esquemas simplificados de las figuras 4.12 y 4.13 respectivamente.

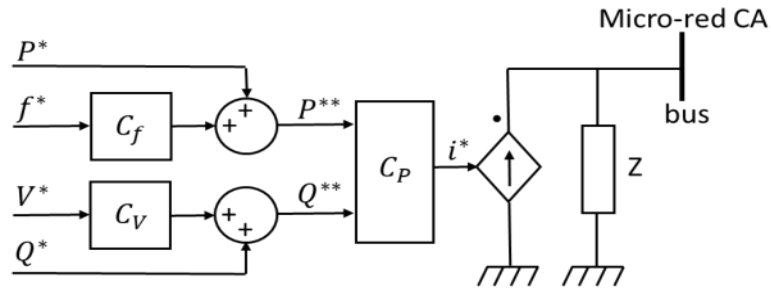


Figura 4.12 Convertidor de soporte de red (fuente de corriente)

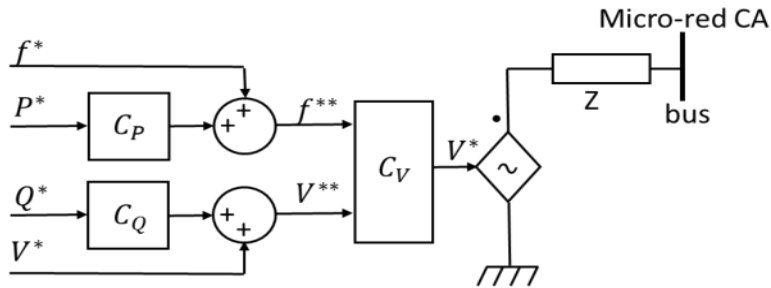


Figura 4.13 Convertidor de soporte de red (fuente de voltaje)

En cualquiera de los dos casos que se controle el convertidor de soporte de red, su objetivo principal es participar en la regulación de la amplitud de voltaje  $V^*$  de la red de CA y la frecuencia  $f^*$  controlando la potencia activa y reactiva entregada a la red [89].

## **4.5 Esquemas de acción remedial (RAS)**

En una micro-red o sistema de distribución es importante que la reserva de potencia activa coincida con la generación y la demanda para regular y mantener dentro de los límites de operación la frecuencia. Esta reserva es proporcionada por las unidades de generación convencional, tales como centrales térmicas, hidráulicas, etc. Con la alta penetración de energías renovables como (eólicas y fotovoltaicas) desplazando a las unidades de generación convencional, la cantidad de potencia de reserva dentro del sistema se reduce, por lo que se requiere del apoyo de otros sistemas de energía como son los sistemas de almacenamiento en baterías para cumplir con los códigos de red establecidos por los órganos reguladores de energía.

### **4.5.1 Desconexión de carga (Load shedding)**

La disminución o desconexión de carga es una forma de compensar la demanda de energía eléctrica en todas las fuentes de generación primarias o no primarias interconectadas en una micro-red. La desconexión de carga se utiliza para relajar el estrés de las fuentes de generación de energía cuando la demanda es más grande que la generación en un sistema; esta desconexión se realiza cuando ya no se tiene generación de energía eléctrica por ningún medio (convencional o renovable) y un sistema de gestión de energía o *DMS* decide desconectar la carga en los nodos donde lo requiera. Para este caso es necesario que exista una tecnología de tiro de carga instantáneo para extinguir el tiempo de inactividad de energía al hacer coincidir las cargas principales con la generación disponible en la *MG*. Esta carga que se desconectará se tendrá que clasificar en bloques ordenados en forma jerárquica de mayor a menor importancia, ya que, el costo de esta pérdida de potencia poder ser significativo, aunque la desconexión de carga es el último recurso para evitar apagones totales y eventos en cascada [90].

#### 4.5.2 Desconexión de generación (Generation shedding)

En un sistema eléctrico que tiene integrado aerogeneradores interconectados en una *MG*, una forma de controlar la generación o la alta frecuencia es manipulando el ángulo de inclinación de las paletas de la turbina eólica. Cuando varía la frecuencia de la micro-red, la velocidad del aerogenerador disminuye (o aumenta) para liberar (o almacenar) la inercia rotacional que proporciona soporte de potencia activa [60].

#### 4.6 Representación de la variación de frecuencia en una *MG*

En condiciones normales de operación la capacidad de generación en las centrales debe ser mayor que la demanda en una micro-red, esto para mantener el balance energético dentro del sistema. Sin embargo, como ya se ha mencionado, la interconexión de fuentes de energía renovable, el incremento de cargas y la existencia de alimentadores con alta impedancia ocasionan variaciones de frecuencia.

En la figura 4.14 se representa un sistema eléctrico con la interconexión de fuentes renovables (fotovoltaicas y turbinas eólicas) donde se observa la variación de frecuencia en la *MG*.

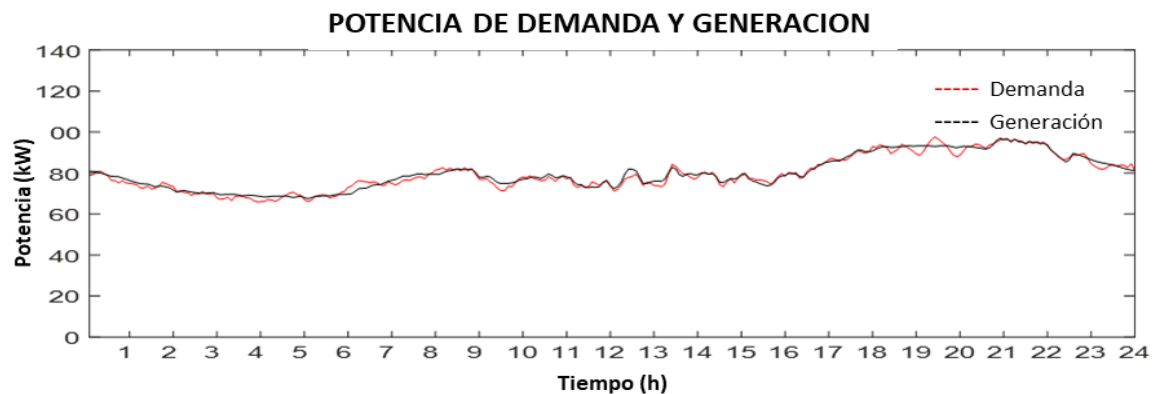


Figura 4.14 Variación en el sistema micro-red



#### **4.7 Conclusiones del capítulo 4**

En la actualidad las investigaciones sobre el control de la frecuencia han sido un tema de gran importancia debido a la incertidumbre en la variación de las cargas y a las inyecciones de potencia no controlada por las *RES* instaladas en una micro-red. En este capítulo se presentaron varias maneras de controlar la frecuencia en diferentes fuentes de energía (máquinas sincrónicas, turbinas eólicas, fuentes fotovoltaicas y convertidores electrónicos) de acuerdo a la literatura existente. Se explicó brevemente sobre las acciones remediales que en su momento tendrá que realizar el sistema de gestión de energía cuando las baterías no puedan regular la frecuencia por variaciones muy grandes o por agotamiento de energía en los *BESS*.

## CAPITULO 5. PLANEACIÓN Y OPERACIÓN DEL ESQUEMA DMS-BESS PROPUESTO

### 5.1 Introducción

Este capítulo está estructurado en dos partes; la primera consiste en una planeación de energía de una micro-red en donde se detectan los nodos óptimos a través de un algoritmo de programación cuadrática, minimizando las pérdidas de potencia activa para la ubicación y el dimensionando de los *BESS* con la finalidad de cumplir con las estrategias de control de la frecuencia. Y la segunda consiste en la operación de la micro-red a través de flujos de potencia como una herramienta para la simulación de un sistema con mediciones en cada intervalo de tiempo. Esto con la intervención de un *DMS* para controlar los *BESS* ya instalados. Estas dos etapas tienen sus objetivos cada una como se muestra en la figura 5.1.



Figura 5.1 Consideraciones para la operación de una micro-red

Para realizar la planeacion de un sistema de distribucion es necesario obtener los parámetros de las variables (o entradas) del sistema eléctrico, como son las diferentes demandas en cada uno de los nodos, las potencias de las

fuentes renovables (eólicas y solares) y las potencias de la generación convencional como centrales generadoras y microturbinas. Para disponer de estos parámetros se requiere de pronósticos que se pueden obtener de dos maneras, la primera a travez de técnicas que se han desarrollado para la parametrización de los mismos, y la segunda es por medio de la adquisición de datos reales y estadísticos tomados de mediciones de demanda en una subestación de potencia y mediciones de viento e irradiación solar en estaciones metereológicas. Y con esto adquirir las potencias de generación de las fuentes renovables, que para este estudio se obtuvieron de esta segunda manera. Una vez que se tienen los parámetros para las entradas del sistema, se realiza la planeación optimizando la red para ubicar y dimensionar las baterías.

En la sección de operación, el *DMS* estará monitoreando las variables a controlar como son las potencias de la *DG*, la frecuencia del sistema y cada *BMS* localmente instalados en los nodos óptimos, esta dinámica de comunicación entre el *DMS* y cada uno de los nodos se realiza a través de una red de comunicación *WAN* que requiere de los datos tomados de las unidades de medición fasorial (*phasor measurement units PMU*) que se encuentran instaladas como se observa en el esquema representado en la figura 5.2.

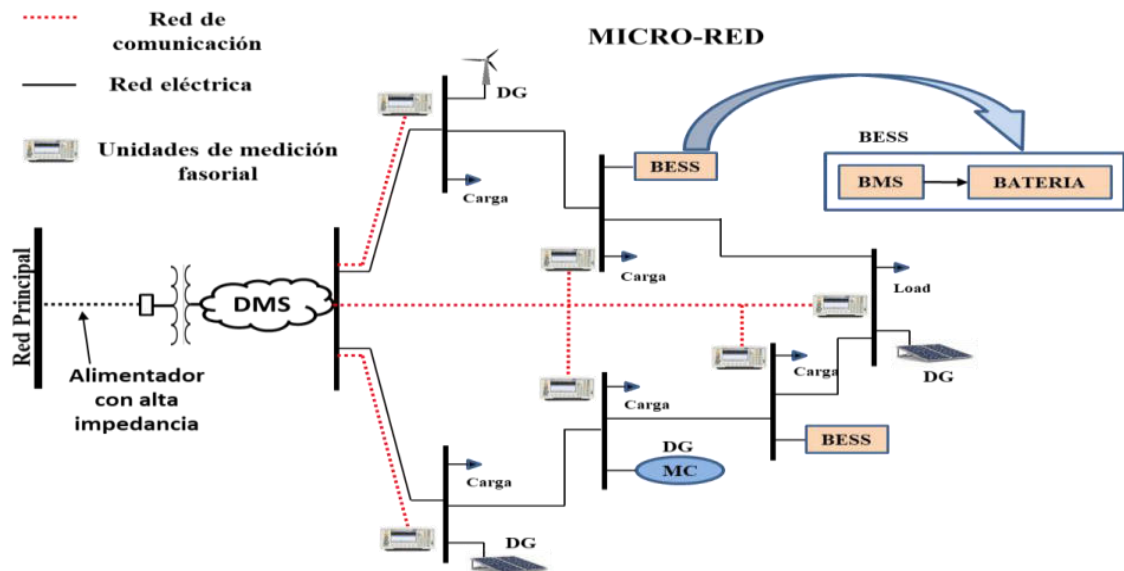


Figura 5.2 Unidades de medición para una *MG*

En este trabajo de tesis, se utiliza el esquema de una micro-red débil y micro-red aislada, y se emplea el procedimiento de flujos de potencia en la red de prueba como una herramienta para la simulación de un sistema con mediciones en cada intervalo de tiempo. Esto con la intervención de un *DMS* para controlar los *BMS* ya instalados.

## 5.2 Planeación

La formación de micro-redes dentro de las redes eléctricas tiene muchas ventajas como son: la reducción de las pérdidas de potencia, mayor continuidad y confiabilidad, mejor eficiencia energética, reducción de emisiones contaminantes al medio ambiente, reducción de costos, etc. No obstante, presentan grandes adversidades en el control, operación y protección de la *MG*. En algunas investigaciones se han propuesto algunos métodos para una buena operación y control de éstas, sin embargo, cuando una red pequeña está constituida por una penetración considerable de generación distribuida, en caso de una falla, la red principal puede ser afectada por la desconexión total de la *DG*. El *std IEEE 1547* proporciona información sobre la conexión de *DG* en una red eléctrica, pero también indica que, en caso de una falla, éstas fuentes deben desconectarse después de un tiempo determinado.

Considerando las ventajas mencionadas con anterioridad, es de gran importancia realizar un análisis técnico para la instalación de la *DG* en una micro-red y tomar en cuenta modelos factibles en los proyectos de planeación considerando dispositivos que apoyen a estas fuentes de energía que participarán en la operación de la red. Estos dispositivos son los *BESS* que estarán ubicados en los puntos estratégicos que nos indique la planeación de energía, y para esto es necesario tener los parámetros de entrada al sistema eléctrico que se requieren para este análisis como son: las demandas en los nodos del sistema y las potencias de la generación distribuida y renovables.

### 5.2.1 Planeación de la micro-red

La planificación del sistema de prueba en este trabajo de investigación, se realizó minimizando las pérdidas del sistema para encontrar la ubicación más óptima del *BESS* dentro de la red, y posteriormente dimensionar el sistema de almacenamiento. Los modelos matemáticos de la *DG* y *BESS* utilizados para este análisis se detallaron en el capítulo 2 y capítulo 3 respectivamente. A continuación, se presenta el pseudocódigo del proceso de planeación utilizado para la ubicación y dimensionamiento de los *BESS*.

#### Algoritmo para la planeación de energía

- 1: *Inicialización: pronóstico de  $P_g, P_{MT}, P_w, P_{pv}, P_{BESS}, P_d, P_{ij}$*
- 2: *para un intervalo  $t = i$  to  $NP$ , donde cada  $i = 5$  min,  $NP = 24$  hrs*
- 3:     *para  $N_i = N_b$ , donde  $N_b =$  numero de nodos*
- 4:         *coloca un BESS en cada nodo del sistema*
- 5:         *calcula las pérdidas mínimas  $P_{ij}^{loss}$  para cada  $N_i$ ,  $N_i =$  node  $i$*
- 6:     *fin del ciclo*
- 7:     *Identifica  $N_i \ll P_{ij}^{loss}$  y coloca el BESS*
- 8: *fin del ciclo*
- 9:     *calcula  $P_{ij}^{loss\_new}$  con BESS en el lugar óptimo*
- 10:     *calcula  $E_{bess}^{size} = E_{di}(t) - E_{DG,i}(t)$ , donde  $E_{di}(t) \geq E_{DG,i}^{max}(t)$*

En este trabajo de investigación la ubicación y dimensionamiento óptimo de los *BESS* en la *MG* está conformado por dos partes. La primera (ubicación) se realiza preestableciendo una capacidad de potencia fija de *BESS* en cada uno de los nodos de prueba para ir obteniendo los valores óptimos de acuerdo con la función objetivo minimizando las pérdidas del sistema para cada caso. Una vez que se detectaron las ubicaciones óptimas, se prosigue con la segunda parte, que es el dimensionamiento de los *BESS* que han sido asignados en sus lugares óptimos, obteniendo el tamaño del *BESS* con la diferencia de energía entre la generación y la demanda minimizando las pérdidas del sistema durante el periodo de 24 hrs.

Las variables para la solución de un problema de optimización deben ser parámetros que se ajusten para obtener un valor óptimo de la función objetivo. Para la ubicación óptima y dimensionamiento de los sistemas de almacenamiento se utilizó un modelo en *DC* considerando como función objetivo la minimización de las pérdidas linealizadas del sistema utilizando el solver *cplexqcp* programado en código plano en *MATLAB*.

### 5.2.1.1 Ubicación óptima de los BESS

Considerando los parámetros requeridos para la optimización del sistema, a continuación se analizan las ecuaciones que representan las potencias que intervienen en el problema de minimización utilizando las ecuaciones de flujos. El flujo de potencia en las líneas  $P_{ij}$  está representado por las siguientes ecuaciones:

$$P_{ij}(t) = V(t)_i^2 G_{ij} - V(t)_i V(t)_j G_{ij} \cos \theta(t)_{ij} - V(t)_i V(t)_j B_{ij} \sin \theta(t)_{ij} \quad (5.1)$$

$$P_{ji}(t) = V(t)_j^2 G_{ij} - V(t)_i V(t)_j G_{ij} \cos \theta(t)_{ij} + V(t)_i V(t)_j B_{ij} \sin \theta(t)_{ij} \quad (5.2)$$

de modo que las pérdidas de potencia en las líneas se determinan como se observa en la ecuación (5.3) y (5.4).

$$P_{ij}^{loss}(t) = P_{ij}(t) + P_{ji}(t) \quad (5.3)$$

$$P_{ij}^{loss}(t) = G_{ij} (V(t)_i^2 + V(t)_j^2 - 2V(t)_i V(t)_j \cos \theta(t)_{ij}) \quad (5.4)$$

Donde  $G_{ij}$  es la conductancia de las líneas que conectan los nodos  $i$  y  $j$ ,  $V_i$  y  $V_j$  son las magnitudes de las tensiones en los nodos  $i$  y  $j$ , respectivamente,  $B_{ij}$  la admitancia de las líneas que conectan los nodos  $i$  y  $j$ , y  $\theta_{ij}$  la diferencia de los ángulos entre nodos.

Considerando  $V_i = V_j = 1$  en pu y  $\cos \theta_{ij} = (1 - \frac{\theta_{ij}^2}{2})$  la ecuación de las

pérdidas se simplifica como:

$$P_{ij}^{loss}(t) \approx G_{ij}(\theta(t)_i - \theta(t)_j)^2 \quad (5.5)$$

y despreciando la resistencia de las líneas en las ecuaciones (5.1) y (5.2), esto es, considerando la conductancia despreciable se tiene lo siguiente:

$$P_{ij}(t) = -P_{ji}(t) = -V(t)_i V(t)_j B_{ij} \sin \theta(t)_{ij} \quad (5.6)$$

y de nuevo sustituyendo en esta ecuación  $V_i = V_j = 1$  y  $\sin(\theta) = \theta_{ij}$  (rad) la ecuación (5.6) se convierte en:

$$P(t)_{ij} = -B_{ij} \theta(t)_{ij} \quad (5.7)$$

Donde  $P(t)_{ij}$  es el flujo de potencia real entre los nodos  $i$  y  $j$ .

Sustituyendo las ecuaciones (5.5) y (5.7) obtenemos la ecuación de las pérdidas linealizadas como sigue:

$$P_{ij}^{loss}(t) = (G_{ij}/B_{ij}^2) P(t)_{ij}^2 \quad (5.8)$$

Por lo tanto, la función objetivo está expresada como la ecuación (5.9)

$$P_{a,i,j}(t) = \sum_{t=1}^{NP} \left( \sum_{i=1}^{Nb} \left( \sum_{j=1}^{Nb} P_{ij}^{loss}(t) \right) \right) \quad (5.9)$$

Donde  $t$  es el periodo de tiempo hasta  $NP$ ,  $i, j$  es cada uno de los elementos del conjunto finito de nodos  $Nb$ ,  $P_{a,i,j}$  las pérdidas del sistema que contiene la función cuadrática de la potencia activa.

La ecuación de balance de potencia para este caso está representada como sigue:

$$P_{g,i}(t) + P_{MT,i}(t) + P_{w,i}(t) + P_{pv,i}(t) + P_{BESS,i}(t) = P_{d,i}(t) + P(t)_{ij} \quad (5.10)$$

siendo  $P_g$  la potencia de generación convencional,  $P_{MT}$  la potencia de la microturbina,  $P_w$  la potencia del aerogenerador,  $P_{pv}$  la potencia del sistema fotovoltaico,  $P_{BESS}$  potencia del sistema de almacenamiento,  $P_d$  potencia demandada y  $P_{ij}$  los flujos en DC.

La formulacion del problema para localizar los nodos óptimos dentro de la MG, queda expresada de la siguiente manera:

$$\min \quad FO = \sum_{t=1}^{NP} \left( \sum_{i=1}^{Nb} \sum_{j=1}^{Nb} P_a(i, j, t) \right) \quad (5.11)$$

s.a.

$$\begin{aligned} P_{g,i}(t) + P_{MT,i}(t) + P_{w,i}(t) + P_{pv,i}(t) + \alpha P_{BESS,i}(t) N_i^{BESS} \\ = P_{di}(t) + P_{ij}(t) \end{aligned} \quad (5.12)$$

$$P_{g,i,min}(t) \leq P_{g,i}(t) \leq P_{g,i,max}(t) \quad (5.13)$$

$$P_{MT,i,min}(t) \leq P_{MT,i}(t) \leq P_{MT,i,max}(t) \quad (5.14)$$

$$P_{ij,min}(t) \leq P(t)_{ij} \leq P_{ij,max}(t) \quad (5.15)$$

$$P_{BESS,i,min}(t) \leq P_{BESS,i}(t) \leq P_{BESS,i,max}(t) \quad (5.16)$$

$$\sum_i N_{system}^{BESS} = N_{system}^{BESS,max} \quad (5.17)$$

Donde  $P_{g,i,min}$  y  $P_{g,i,max}$  son las potencias mínimas y máximas de generación convencional,  $\alpha = [0 \ 1]$  coeficiente de decisión que es 1 si el nodo



tiene *BESS* y 0 lo contrario,  $P_{BESS,i,min}$  y  $P_{BESS,i,max}$  límites de potencia de los *BESS*,  $N_i^{BESS}$  número de *BESS* en el nodo (para este caso será 1) y  $N_{system}^{BESS}$  que es el número de *BESS* óptimos para todo el sistema de distribución (para este caso será de 2).

### 5.2.1.2 Dimensionamiento óptimo de los *BESS*

Una vez que se han detectado los lugares óptimos del *BESS*, el dimensionamiento se calcula con la diferencia que hay entre la demanda y la generación que existe al minimizar las pérdidas en el periodo completo de 24 hrs.

Esto es:

$$E_{bess}^{size} = \int_{NP=1}^T (P_{di}(t) - P_{DG,i}(t)) dt \quad (5.18)$$

$$P_{di}(t) \geq P_{DG,i}^{max}(t) \quad (5.19)$$

Donde  $E_{bess}^{size}$  es la capacidad óptima de energía requerida en el *BESS* para minimizar las pérdidas en el sistema de distribución,  $T$  es el periodo completo de 24 hrs (cada 5 min) y  $P_{DG,i}(t) = P_{g,i}(t) + P_{MT,i}(t) + P_{w,i}(t) + P_{pv,i}(t)$ . Haciendo:

$$P_{bess}^{size} = \frac{1}{T} E_{bess}^{size} \quad (5.20)$$

se obtiene la capacidad del *BESS* total en kW para todos los nodos donde existe requerimiento de energía.

### 5.3 Operación de micro-redes controladas con DMS

Las micro-redes están impulsando actualmente el incremento de la energía renovable y sostenible, esto hace que la generación de energía convencional tenga menos participación en el suministro de potencia hacia las redes de distribución pequeñas. Estas redes como ya sabemos, pueden operar en modo interconectado o modo isla (figuras 5.3 y 5.4). En modo interconectado, pueden funcionar en áreas muy alejadas del suministro de energía por parte de la *utility* a través de alimentadores con longitudes grandes haciendo que la red opere en modo débil. Y en modo isla, la micro-red opera fuera de conexión con la *utility*. Esto ocasiona que la elección de las fuentes de generación de energía renovable en una *MG* dependa de su situación geográfica, condiciones climatológicas, y la disponibilidad de la generación convencional.

La intermitencia de las fuentes renovables origina variaciones de frecuencia y voltaje ocasionando inestabilidad a la red eléctrica. Esta inestabilidad y confiabilidad hacen que sea necesario de un sistema de gestión de energía que tenga la capacidad de resolver los problemas eléctricos que se presentan ante cualquier contingencia dentro de la *MG*.

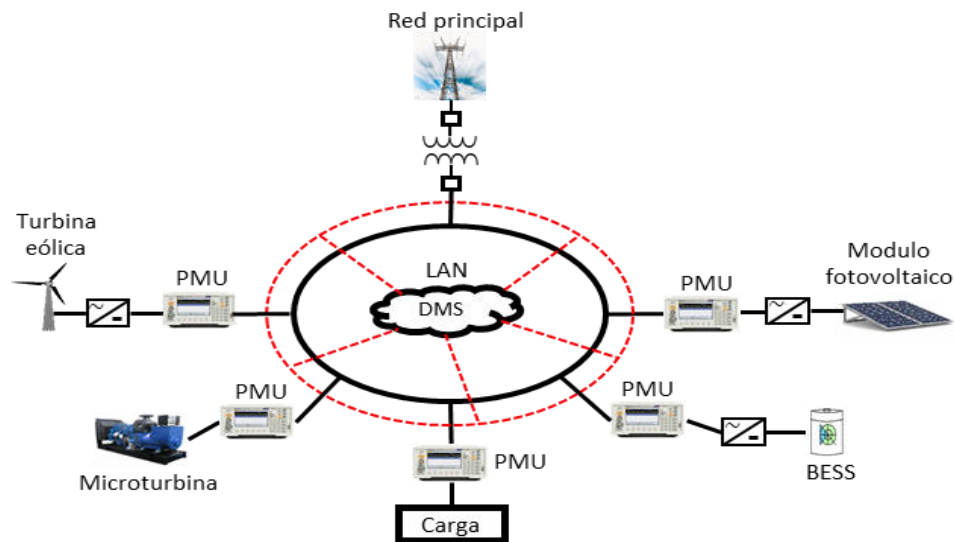


Figura 5.3 Micro-red modo interconectada

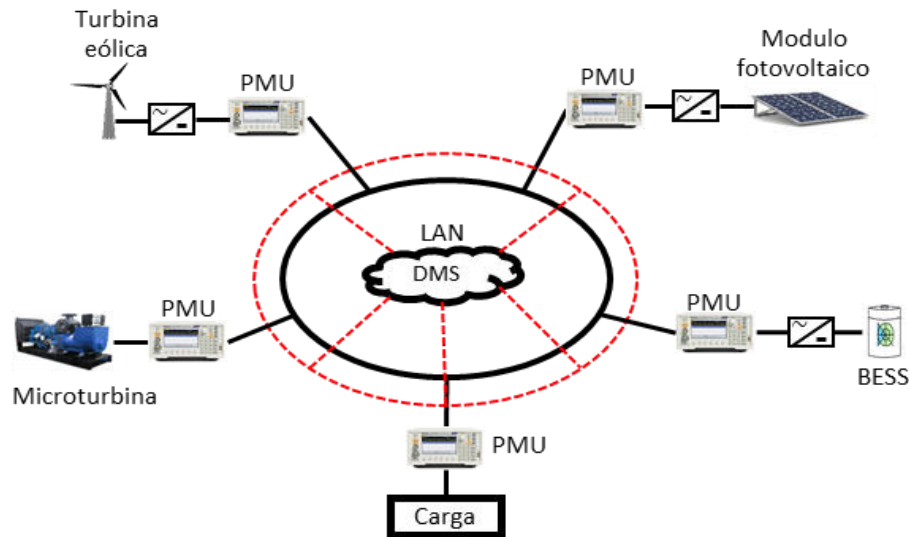


Figura 5.4 Micro-red modo isla

Por lo tanto, la operación de estos sistemas eléctricos está basada en la gestión del suministro de energía, la protección de las tecnologías de generación y la seguridad y continuidad hacia los usuarios. Esto se logra a partir de un monitoreo entre la demanda y la generación a través de un sistema de gestión de energía en distribución, el cual tiene el control de los parámetros y variables para mantener la estabilidad de la red. Este monitoreo se logra a través de un sistema de telecontrol y comunicación en tiempo real que transmitirá los datos de las variables medidas por los *PMU* instalados en cada nodo. Las tecnologías de comunicación actuales que se utilizan en los controladores inteligentes para el funcionamiento de las micro-redes son las redes de área local (*local area network, LAN*) o comúnmente llamadas redes *ethernet*. Su bajo costo de adquisición y su expansión en las redes de comunicación han sido de gran interés para su uso en sistemas de control.

En este trabajo se propone la operación de una micro-red por medio de un *DMS* que controla los *BMS* ubicados en los nodos óptimos de la red, considerando flujos de potencia en cada periodo con mediciones eléctricas obtenidas de los *PMUs*; que a su vez serán las nuevas entradas para el próximo periodo después de haber pasado por las acciones del *DMS* hacia los *BMS*. Estos

sistemas de almacenamiento participan en la disminución de variaciones de frecuencia provocados por las fuentes de generación intermitente.

Como se indica en la figura 5.5, cada *BESS* que se encuentra situado en el nodo óptimo, está conformado por un *BMS* y su almacenamiento en batería. Este *BMS* recibe indicaciones del *DMS* para operar cada instante de tiempo indicando la cantidad de potencia a descargar/cargar dependiendo del estado de la frecuencia en que se encuentre el nodo en ese momento.

Una vez incorporados los *BESS* (ubicación y dimensionamiento) necesarios en la red en conjunto con los generadores distribuidos (renovables, no renovables y microturbinas) se procede a realizar el análisis del sistema para establecer la operatividad en los diferentes escenarios, calculando los flujos cada instante de tiempo considerando las fuentes de generación distribuida, los límites de carga/descarga de las baterías, y los límites de la frecuencia permitidos por el estándar *IEEE std 1547.2-2008* para la protección de los *DG*.

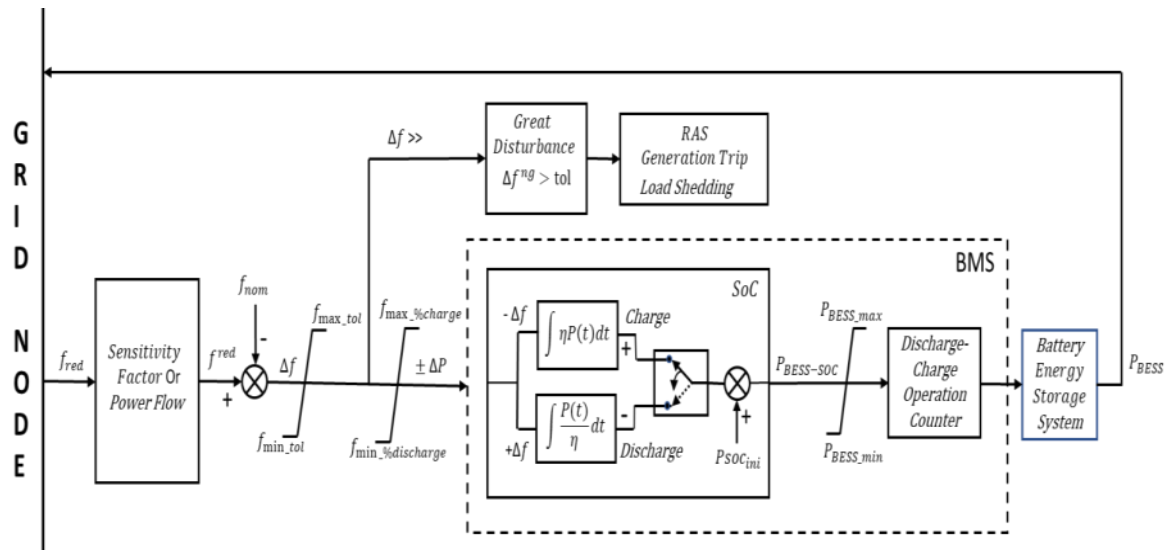


Figura 5.5 Control *DMS*

En el siguiente pseudocódigo propuesto se detalla el proceso de toda la dinámica de los *BESS* (control del *DMS*) ante las diferentes acciones que el *DMS* le indica al *BMS* para el balance de la red, considerando límites de frecuencia

permitida, tiempo de interrupción en  $P_{pv}$  y  $DG$  para su protección, capacidad mínima y máxima de las baterías, operaciones de las baterías (número de operaciones en un día completo) y carga/descarga de los BESS.

### **Pseudocódigo para la regulación de frecuencia**

```

1: Inicialización: mediciones de  $P_g$  y  $P_D$ ,  $f^{gn}(t) = f_{nom} \pm \Delta f^{gn}(t)$ .
2: para un intervalo  $t = i$  to  $NP$ , cada  $i = t_p = 5 \text{ min}$ ,  $NP = 24 \text{ hrs}$ 
3:   si la frecuencia es anormal
4:     si existe un disturbio grande  $f^{gn}(t) > tol$ , activa  $t_p = 1 \text{ s}$ 
5:       RAS = tiro de carga o desconexión de generación
6:     de lo contrario: considera el tiempo de duración del disturbio ( $T_m$ )
7:       si  $T_m \geq \Delta T f_{pv}$  o  $T_m \geq \Delta T f_{GD}$ , activa  $t_p = 1 \text{ s}$ 
8:       RAS = tiro de carga o desconexión de generación
9:     de lo contrario: si hay disponibilidad de potencia en el BESS
10:      si el número de operaciones han sido violadas,  $t_p = 5 \text{ min}$ 
11:      RAS = tiro de carga o desconexión de generación
12:    de lo contrario actua BMS = Dinámica del BESS
13:      si  $\Delta f^{gn}(-)$ 
14:         $P_{BESS} = P_{Discharge}$ 
15:        si  $P_{Discharge} \leq P_{BESS \text{ min}}$ 
16:           $P_{BESS} = P_{BESS \text{ min}}$ 
17:        de lo contrario
18:          continua mediciones de frecuencia
19:        fin del ciclo
13:      de lo contrario si  $\Delta f^{gn}(+)$ 
14:         $P_{BESS} = P_{Charge}$ 
15:        si  $P_{charge} \geq P_{BESS \text{ max}}$ 
16:           $P_{BESS} = P_{BESS \text{ max}}$ 
17:        de lo contrario
18:          continua mediciones de frecuencia
19:        fin del ciclo
20:      fin del ciclo
21:    fin del ciclo
22:  fin del ciclo
23: de lo contrario
24:   continua mediciones de frecuencia
25: fin del ciclo
26: fin del ciclo

```

Este algoritmo de regulación de frecuencia es flexible y fácil de adaptarlo a cualquier sistema micro-red de n-nodos e inclusive a cualquier sistema eléctrico conformado por usuarios de energía industriales o comerciales.

#### **5.4 Regulación de frecuencia con el *DMS* propuesto**

Actualmente el uso de los *BESS* para el control y regulación de la frecuencia ha sido de interés para los investigadores debido a la rápida respuesta que tienen las baterías hacia la operación dinámica de la red eléctrica. Las redes eléctricas se deben mantener dentro de un rango de frecuencia definidos y permitidos previamente por cada compañía eléctrica. Los intervalos permitidos generalmente están definidos por la tolerancia y duración de las variaciones frecuenciales de los convertidores [91] para los sistemas fotovoltaicos, ya sea para la protección de las fuentes renovables o para la protección de la red eléctrica por desbalances de potencia. Sin embargo, la capacidad requerida por el *BESS* será directamente proporcional al intervalo frecuencial especificado. En caso de que la frecuencia no alcance los límites de regulación con los *BESS*, el *DMS* tomará la decisión de desconectar la carga o desconectar la generación según sea el caso.

##### **5.4.1 Rangos de frecuencia permitidos**

Una micro-red, puede experimentar diferentes magnitudes de frecuencia cuando está en operación, no obstante, cuando se tienen fuentes distribuidas se deben considerar estas variaciones para la protección de dichas fuentes. Los rangos de frecuencia permitidos por el estándar de la *IEEE 1547.2-2008* para la operación de la *DG* con sistemas eléctricos se observan en la figura 5.6.

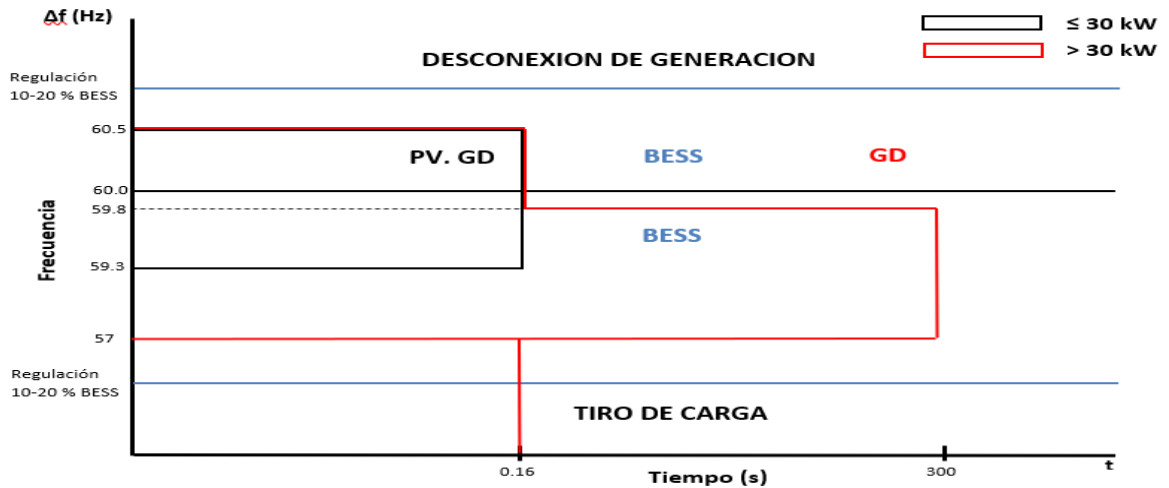


Figura 5.6 Rangos de frecuencia

Cuando un dispositivo de protección dentro un área del sistema eléctrico de potencia (*EPS*) opera, las fuentes distribuidas (*DR*) se aislarán de la sección donde se encuentren conectadas, así como algunas cargas de ciertos clientes. Esta operación puede llevar a una situación en isla involuntaria. Cuando existe una falla en una red eléctrica en donde la frecuencia sufre cambios abruptos, los *DR* detectan una condición anormal y dejan de energizar el área del *EPS*. El requisito *IEEE Std 1547.2-2008* [92] para la protección de baja frecuencia y sobre frecuencia garantiza que el *DR* dejará de alimentar una isla no intencional cuando la frecuencia esté fuera de los rangos de operación acordados. Esta se aplica para detectar islas no intencionales y limitar el rango de frecuencia que experimentarán los equipos del *EPS* del área y las cargas de los clientes durante la isla no intencional temporal.

Las unidades *DR* con capacidades menores o iguales a 30 kW pueden tener menos impacto en las operaciones del sistema y, por lo general, pueden desconectarse del área del *EPS* dentro de los 10 ciclos (0.16 s) de tiempo de compensación. Las unidades *DR* mayores a 30 kW pueden tener un efecto positivo en la confiabilidad del sistema de distribución. El estándar *IEEE 1547* tiene esto en cuenta al permitir que el operador del área *EPS* especifique la configuración de frecuencia y el retraso de tiempo de hasta 300 s. para la baja frecuencia entre 59.8-57 Hz, y frecuencias menores de 57 Hz en 0.16 s.

Las acciones del *DMS* para el control de frecuencia se establecen en dos etapas, la primera establece la detección de una frecuencia anormal mayor que un margen de tolerancia similar a *tol* (se propone una capacidad del 10% de la batería en el intervalo de tiempo *t*) para activar el *RAS*, y así, evitar descargas profundas y una pérdida de capacidad de almacenamiento de energía en algunas operaciones. La segunda etapa activa

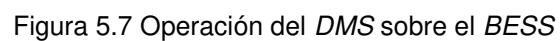
el control *BESS* para variaciones de frecuencia de acuerdo con [92], gestiona el número de operaciones y determina la violación de los límites de tiempo para activar el *RAS*. Las acciones del *DMS* consisten en gestionar las acciones limitadas de carga/descarga de acuerdo con las características de las baterías, con el fin de lograr un mayor uso del recurso energético.

#### 5.4.2 Regulación de frecuencia *DMS-BESS* (Propuesto)

En el esquema de la figura 5.7 se muestra el diagrama de flujo del *DMS* que a través del *BMS* determina las acciones necesarias para la regulación de la frecuencia. Aquí,  $\Delta f$ , es la variación de la frecuencia nodal cada 5 min, se desprecia la inercia por ser elementos sin reserva energética,  $f_{nom}$  es la frecuencia nominal (50 o 60 Hz),  $\pm f_{lim}$  los límites de frecuencia permitidos,  $f_{perm}$  la banda permitida de frecuencia y  $f_{R-BESS}$  la frecuencia total después de considerar el *BESS* en cada instante de tiempo.

En este trabajo de tesis, la banda de frecuencia utilizada para la demostración de los resultados se ajustó de la siguiente manera, para frecuencias altas, el límite permitido es hasta 60.5 Hz y para frecuencias bajas el límite se ajustó hasta 59.8 Hz. Estos límites se tomaron del estándar IEEE 1547.2-2008 mencionado anteriormente.





## 5.5 Conclusiones del capítulo 5

Este capítulo se concluye que, el análisis de la planeación y operación de una micro-red o red de distribución en donde se presentan las metodologías propuestas para el desarrollo de cada una de las etapas. En la planeación se implementó un algoritmo para la ubicación y dimensionamiento de los BESS en una red eléctrica en donde se identifican los nodos débiles. En la parte operativa se presentó la propuesta de un DMS para controlar la frecuencia dentro de la micro-red con los BESS ya instalados.

El uso de las baterías es administrado por el *BMS*, considerando las cantidades de potencia de cargas/descargas profundas y el número de operaciones definidas para evitar daño o envejecimiento prematuro de la misma. Además, se administra la cantidad y número de operaciones de carga/descarga en cada operación para evitar que se pierda la disponibilidad de la batería. Estos parámetros pueden configurarse dependiendo del tipo de batería. Cuando el desbalance energético sea mayor, el *DMS* debe activar los esquemas remediales para el control de frecuencia.

Es importante considerar tanto la magnitud y duración de la variación frecuencial fuera de la zona regulada para la activación del *RAS*, ponderando el tipo de carga.

## CAPÍTULO 6. OPERACIÓN DEL SISTEMA DE GESTION EN DISTRIBUCION

### 6.1 Introducción

Actualmente se consideran varios factores para dimensionar un *BESS* en un sistema eléctrico. Un factor importante es el rendimiento financiero de la operación del sistema [93], que es el resultado de una eficiencia en la operación adecuada de los sistemas de almacenamiento. Las funciones que se han utilizado en algunos trabajos para la optimización del dimensionamiento son los costos operativos de la generación convencional y costo de las baterías [94], así como la capacidad de energía del *BESS* considerando la energía calculada del sistema [95]. En otros trabajos utilizan el costo del ciclo de vida del *BESS* para el tamaño óptimo considerando la potencia extraída en cualquier instante de tiempo, y la capacidad energética total con costos fijos de operación y mantenimiento [91][96].

Dentro de las formulaciones utilizadas para la colocación de *BESS* se encuentra la minimización de los costos de recuperación de capital de la energía de las baterías y minimización de la potencia activa de generación convencional [III-22]. Otra manera de ubicar óptimamente los *BESS*, es con la minimización de las pérdidas de potencia activa en micro-redes [97], y en los sistemas de distribución se basan utilizando los índices de sensibilidad [98].

Para que una micro-red pueda operar de una manera eficiente, es necesario de un *DMS*. Este sistema realiza principalmente la gestión de los recursos energéticos para el control de las variables de la red eléctrica tal como la frecuencia y el voltaje. Además, en vista de la estructura de comunicación y control concebida en una *MG*, las acciones del *DMS* se extienden al diseño de funciones adaptables de protección para los elementos de la *MG*. La

incorporación de ajustes dinámicos que sean obtenidos en línea permitirá mejorar las funciones de protección de la red eléctrica.

## 6.2 Datos de entrada para el sistema de prueba

Los perfiles de las demandas utilizadas en el sistema de prueba fueron adquiridos de una subestación de potencia ubicada en la zona de Valladolid Yucatán con un periodo de muestreo cada 5 minutos durante 24 hrs. Se seleccionaron cinco perfiles de curvas de carga de cinco circuitos diferentes de la misma subestación para los fines utilizados en este trabajo, las cuales están representadas en la figura 6.1.

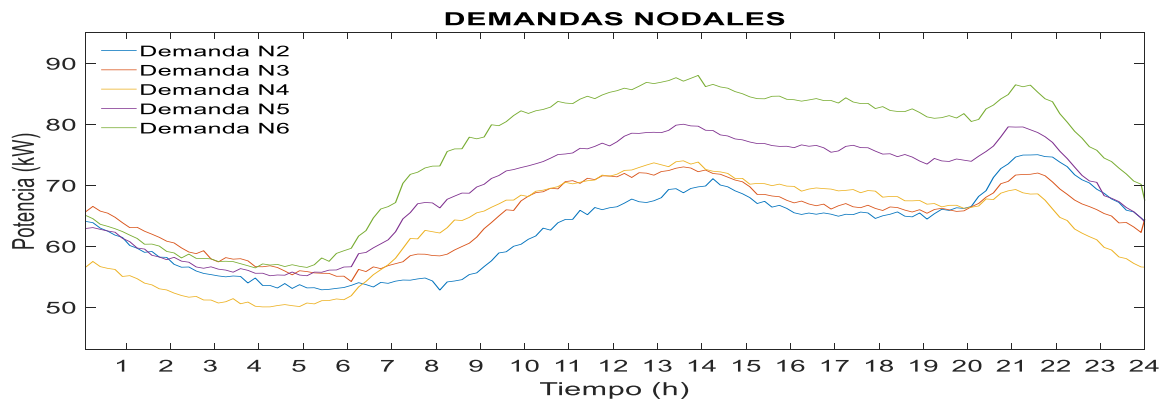


Figura 6.1 Demandas nodales

Se consideró cada nodo con una curva diferente para las simulaciones, con la finalidad de hacer más real el sistema dinámico.

Los vectores de entrada de las potencias de las fuentes renovables (eólico y fotovoltaico) se tomaron del análisis que se realizó en el capítulo 2.

### 6.3 Sistema de prueba

Considerando los datos de entrada de demandas, potencia eólica y fotovoltaica para el sistema de prueba, en esta sección se presenta la planeación y operación de la micro-red propuesta utilizando el sistema de 6 nodos modificado. Las resistencias y reactancias de las líneas de la red, así como las demandas nodales se encuentran marcadas en la figura 6.2.

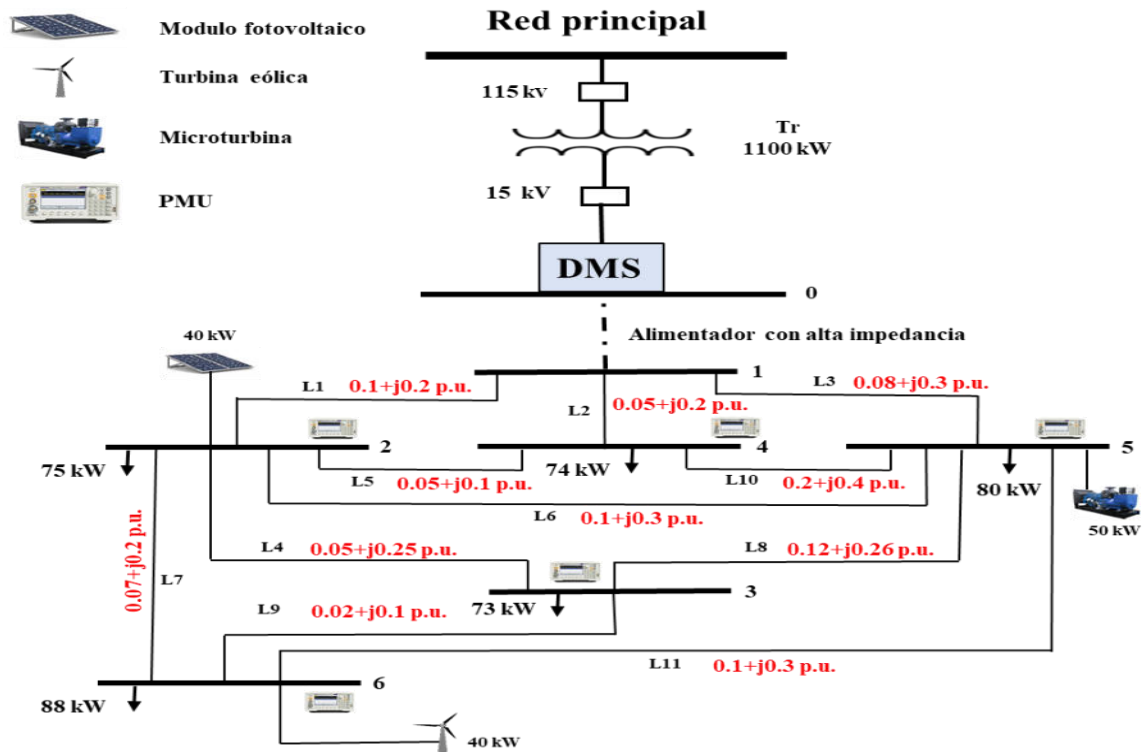


Figura 6.2 Sistema de prueba de 6 nodos con generación distribuida

### 6.4 Resultados de la planeación

En esta sección se realizó la planeación de la red eléctrica y el método de optimización mencionado en la sección 5.2.1 para la ubicación y dimensionamiento de los BESS utilizando el solver *cplexqcp* en *MATLAB*, tomando en cuenta lo siguiente:  $N_{system}^{BESS\_max} = 2$ , el horizonte de simulación se realizó considerando las 24 hr para cada prueba y la cantidad de potencia BESS

a considerar como prueba en cada nodo fue de 100 kW, únicamente para cuestión de ubicación.

En la figura 6.3 cada barra representa el promedio de las pérdidas de potencia durante las 24 hr al realizar la prueba en cada uno de los nodos. Así mismo se observa que los dos nodos más factibles para la ubicación de los *BESS* son en el nodo 2 y 3 respectivamente, teniendo valores de perdidas más bajas cuando se intercaló la potencia fijada en cada nodo.

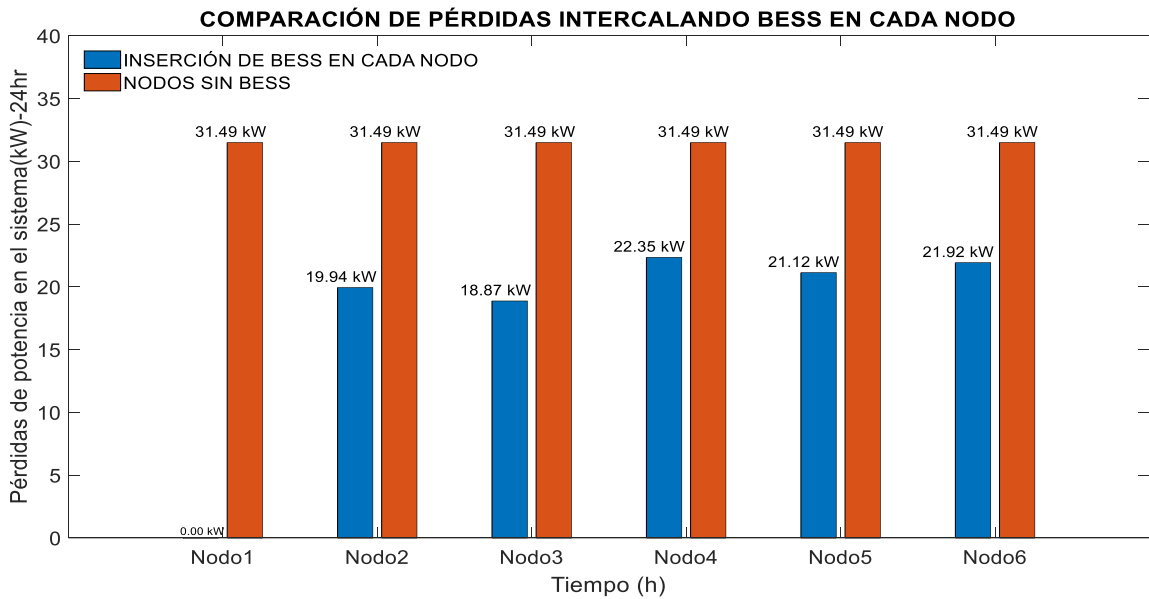


Figura 6.3 Perdidas del sistema intercalando *BESS* en cada uno de los nodos

El dimensionamiento de los *BESS* ubicados en sus respectivos nodos se realizó cuantificando la diferencia de energía generada y demandada del sistema original en el periodo de las 24 hrs con la diferencia al minimizar las pérdidas de potencia del sistema con los *BESS* de prueba. Aplicando las definiciones de energía y potencia dadas en las ecuaciones (5.18) y (5.20) se obtiene lo siguiente:

$$E_{bess}^{size\_System} = 9069.5 \text{ kWh} \quad (6.1)$$

$$P_{bess}^{size} = \frac{1}{T} E_{bess}^{size\_System} = \frac{9069.5 \text{ kWh}}{288 \text{ int}/5\text{min} (24 \text{ hrs})} \quad (6.2)$$

$$= 31.491 \text{ kW}$$

Estos resultados se indican en la figura 6.4.

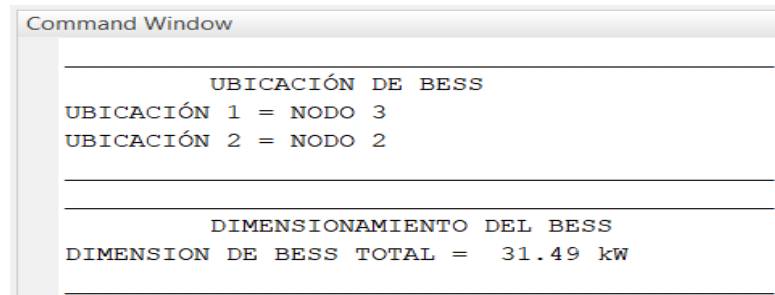


Figura 6.4 Resultados de ubicación y dimensionamiento

De acuerdo con los datos obtenidos, los nodos que resultaron con menos pérdidas fueron el nodo 3 con 18.87 kW y el nodo 2 con 19.94 kW. El requerimiento total de potencia en el sistema fue de 31.49 kW, por lo tanto, cada porcentaje de potencia requerida en cada nodo con respecto al requerimiento de potencia total es: para el nodo 2 de 36% y para el nodo 3 de 40%. Por lo tanto se consideraron las capacidades para el nodo 2 de 11.54 kW y nodo 3 de 12.61 kW. Al calcular las pérdidas del sistema con los BESS calculados y ubicados en sus respectivos nodos, en la figura 6.5 se observan las curvas que representa las pérdidas en el sistema con y sin baterías.

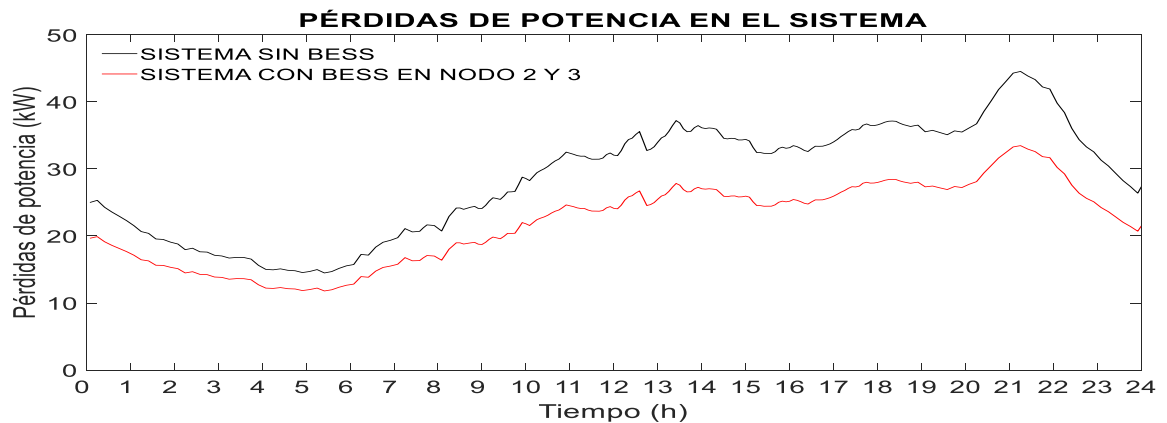


Figura 6.5 Pérdidas con y sin baterías

## 6.5 Resultados de la operación

El funcionamiento confiable de una micro-red depende de la buena operación, por lo que es necesario el análisis de estabilidad a través de flujos de potencia. En esta sección, se presenta la operación del *DMS* instalado en la red propuesta considerando dos modalidades en las simulaciones. La primera se realizó la implementación del algoritmo de regulación de frecuencia en forma nodal y en la segunda modalidad se realizó en la red.

Se utilizó el modelo 950VHR de baterías tipo *Lithium Ion* [99], de acuerdo con sus características tiene una máxima potencia de carga/descarga de 136 kW (1 full cycle day) y una potencia continua de carga/descarga de 68 kW. Para este caso se consideró el 10% de la carga y descarga continua cada 5 min. Este tipo de batería tiene la ventaja que puede descargarse el 100% de su potencia y su ciclo de vida es de 9500 ciclos. Se consideró un tiempo de operación de 480 min de cargas y 480 min de descargas en un período de 24 hrs. En el algoritmo que se realizó en *MATLAB*, no se considera la autodescarga de las baterías ni la temperatura de operación. La simulación dinámica de los *BESS* se considera como inyección de potencia activa.

### 6.5.1 Implementación del algoritmo en forma nodal

Para realizar la aplicación del *DMS* propuesto en esta modalidad, se consideró el sistema indicado en la figura 6.2 conformado por una subestación en media tensión que proporciona una potencia activa con capacidad de 1100 kW. El nodo uno, se considera como nodo slack y los demás como nodos de carga, los cuales cuentan con perfiles de demanda diferentes para cada bus. Cada fuente intermitente conectada a un nodo provoca que su potencia neta cambie el tipo de nodo, de carga o de generación. La interconexión de la red tiene un impacto importante en el desbalance de energía nodal. Los *BESS* se interconectaron en los nodos 2 y 3 respectivamente.



Para fines de validación del algoritmo de control del *DMS*, se consideraron los límites de frecuencia estipulados en el estándar *IEEE 1547.2-2008*, para observar la dinámica de los *BESS* ante las variaciones de frecuencia.

Se realizaron dos escenarios con la finalidad de observar el comportamiento de la frecuencia y la regulación en los nodos indicados.

### 6.5.1.1 Escenario I

De manera detallada se presentan inicialmente los resultados del control del *DMS* en el nodo 5. En la figura 6.6 se muestran las curvas de la demanda y generación con cierta variación en su potencia activa y en la figura 6.7 se observa la frecuencia  $\Delta f$  provocada por el desbalance de energía en el mismo nodo.

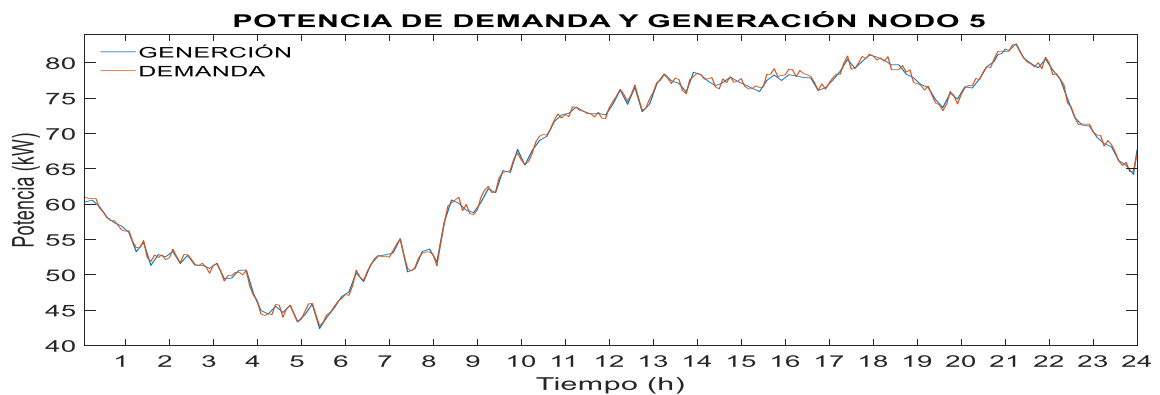


Figura 6.6 Generación y demanda del nodo 5

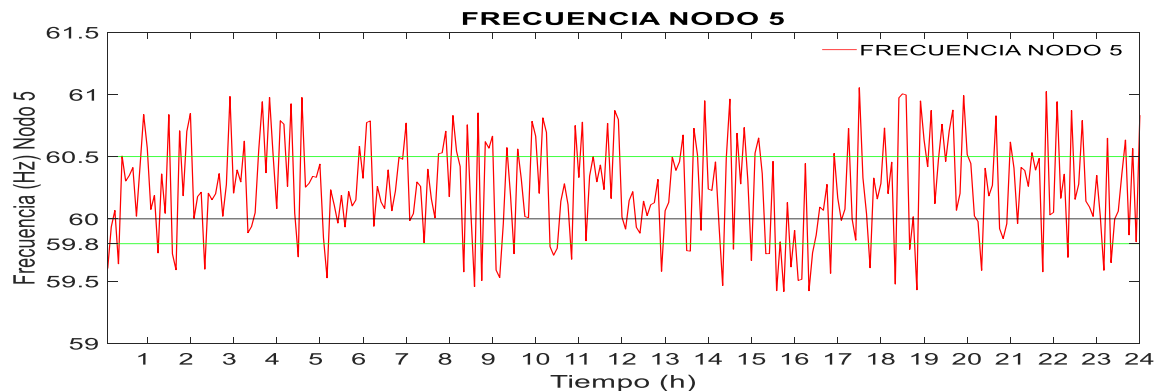


Figura 6.7 Frecuencia en nodo 5

Cuando el *DMS* identifica que el sistema se encuentra desbalanceado, envía la señal al *BMS* que se encuentra instalado en el nodo 5 para regular la variación de la frecuencia ocasionada por la diferencia de potencias. En la figura 6.8, se observa la dinámica del *BESS* cargando y descargando potencia activa en los intervalos donde se requiere dicha potencia. Las baterías obedecen las acciones de carga y descarga a partir de los límites establecidos en este trabajo de investigación para la protección de la DG.

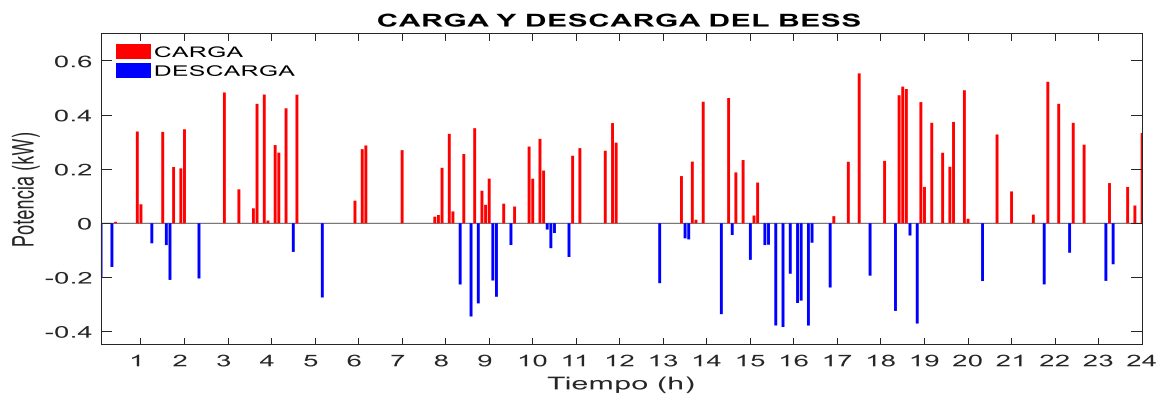


Figura 6.8 Dinámica de cargas y descargas en nodo 5

El *DMS* supervisa que las cargas y descargas estén acotadas dentro de los límites que mantienen la disponibilidad del recurso energético del *BESS*. Para esta simulación, los tiempos de carga y descarga fueron de  $T_c=390$  min (78 operaciones) y  $T_d=210$  min (42 operaciones), menor al tiempo total de cargas y descargas permitidas por el *BESS* en un horizonte de 24 hrs. En la figura 6.9 se aprecia el estado de carga (SoC) de las baterías en todo el periodo. Al inicio del día, los BESS comienzan con una cantidad de potencia almacenada de 10 kW para el arranque de la dinámica.

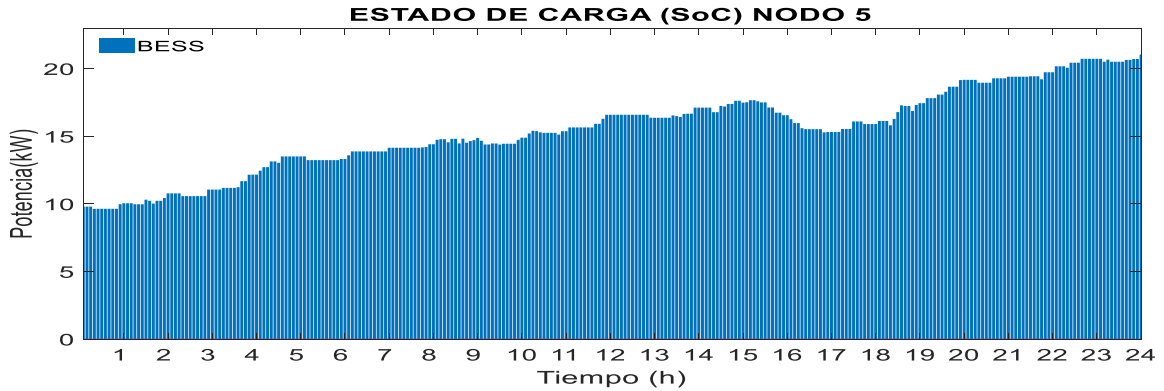


Figura 6.9 Estado de carga de *BESS* en nodo 5

En la figura 6.10 se observa la frecuencia  $f_{R-BESS}$  del sistema después de la participación del *BESS* en el nodo. Se aprecia que la frecuencia permanece dentro de los límites entre 60.5-59.8 Hz definidos en este trabajo. Estos límites frecuenciales son ajustables en el *DMS* propuesto ya que, dependiendo de la aplicación, la normatividad considera rangos diferentes. Para *PV* la *UL1741* considera de 60.5 a 59.3 Hz con un tiempo de mantenimiento de 0.16 s, y para *GD* el std *IEEE 1547.2-2008* considera rangos diferentes dependiendo de la capacidad instalada: para capacidades de  $GD \leq 30$  kW, el rango de frecuencia que se encuentra dentro de 60.5-59.3 Hz el tiempo de mantenimiento permitido es de 0.16s y para  $GD > 30$  kW, en el límite  $>60.5$  Hz el tiempo de mantenimiento es por 0.16s, y para el rango entre 59.8-57 Hz es ajustable de 0.16 a 300s, mientras que para valores que se encuentran por debajo de 57 Hz, el tiempo de mantenimiento es de 0.16s [92]. Para este trabajo de tesis las DG son  $>30$  kW.

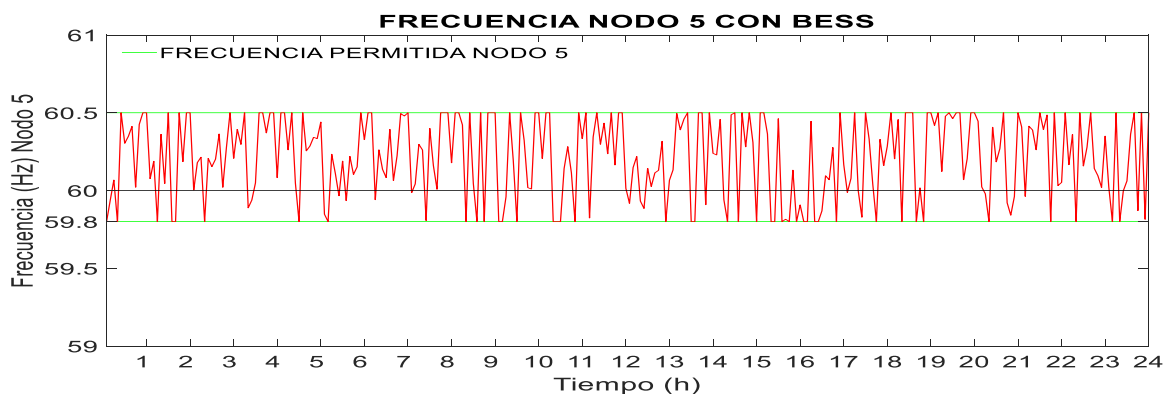


Figura 6.10 Frecuencia nodo 5 con *BESS*

En la figura 6.11 se aprecia el comportamiento de las potencias, tanto de generación convencional, demanda, y del *BESS*. Se observa la banda de frecuencia asignada a este trabajo de acuerdo con el std *IEEE 1547* (franja color cian). Las cargas y descargas del *BESS* (color azul) están representadas abajo y arriba de la curva y se alcanza a visualizar que las baterías regulan la variación de la potencia fuera de la banda permitida durante todo el periodo de las 24 hrs.

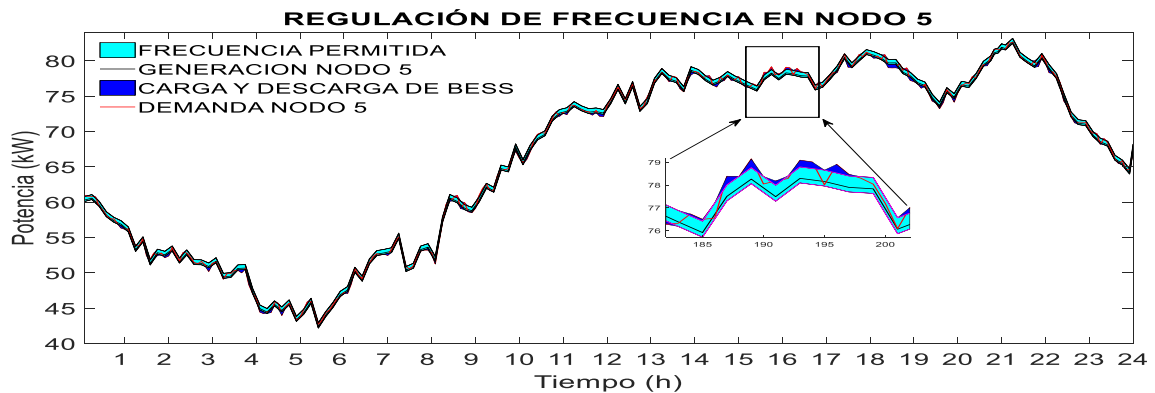


Figura 6.11 Regulación de Frecuencia con Generación y *BESS* nodo 5

Al regular la variación de potencia durante el periodo de 24 hrs, la frecuencia (positiva y negativa) queda dentro de la banda permitida y no presenta variación fuera de esa banda. Entonces las acciones remediales de disparo de carga o generación no son necesarias para este caso.

### 6.5.1.2 Escenario II

En este escenario, se consideró el análisis en el nodo 6 con variación de frecuencia para demostrar las acciones del *DMS* sobre el *BMS* en el nodo del sistema. En la figura 6.12 se aprecian los rangos de variación de frecuencia provocada por los desbalances que existe entre la generación y la demanda durante todo el periodo de las 24 hrs. Se observa un desbalance mayor aproximadamente a las 14:50 hrs dentro de un periodo de 5 min.

Cuando participa el *DMS* sobre el *BESS*, la regulación de frecuencia (hacia arriba o hacia abajo) se da únicamente con la cantidad de energía disponible en las baterías ubicadas en ese nodo

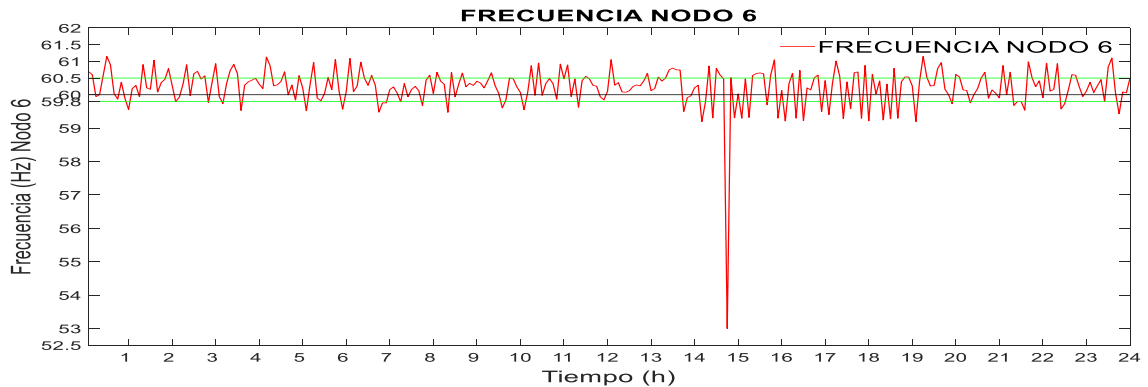


Figura 6.12 Frecuencia en nodo 6

En el esquema de la figura 6.13 se observan las cargas y descargas de las baterías en el nodo 6, estas acciones obedecen al desbalance presentado en la figura 6.12. Se observa en la dinámica de descarga máxima la cantidad de 6.8 kW, que es el 10% de la descarga de potencia continua de acuerdo con las características de las baterías.

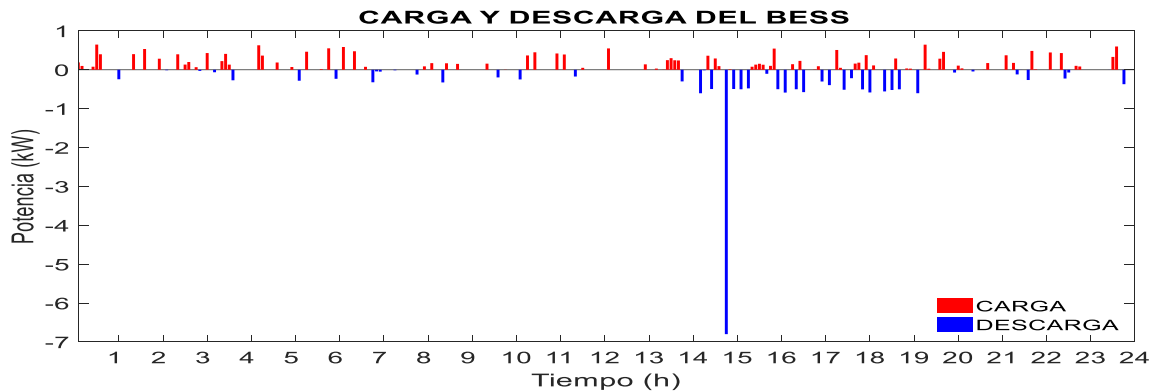


Figura 6.13 Dinámica de cargas y descargas en nodo 6

El estado de carga del *BESS* en este nodo se aprecia en la gráfica de la figura 6.14. Se observa que aproximadamente a las 14:50 hrs, las baterías en ese momento sufren una caída de potencia, esto para balancear la frecuencia en

el nodo en ese intervalo de tiempo. La potencia inicial de las baterías al inicio del día para este caso es de 10 kW y sus límites de potencia se fijaron en 136 kW como potencia de carga máxima y 5 kW como potencia mínima de descarga. Para este caso, los tiempos de carga y descarga del *BESS* fueron de  $T_c=425$  min (85 operaciones) y  $T_d=240$  min (48 operaciones).

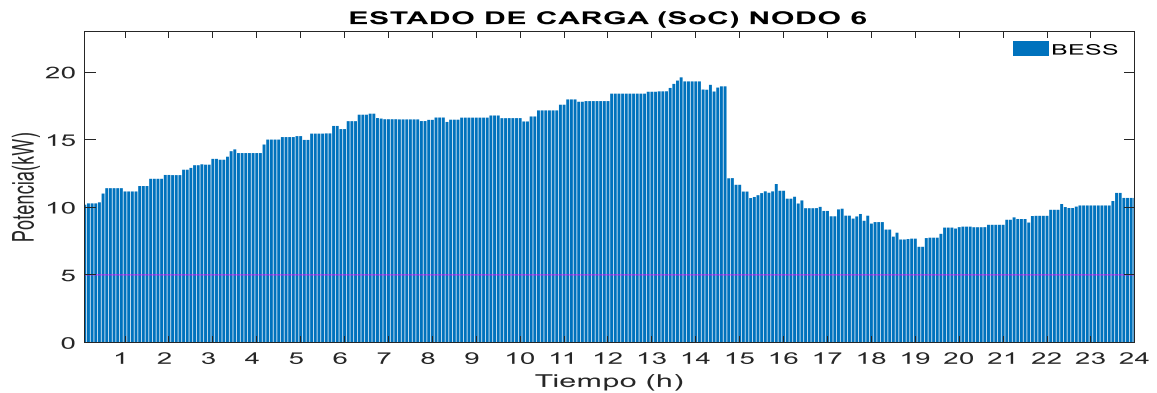


Figura 6.14 Estado de carga de *BESS* en nodo 6

Cuando el *BESS* participa en la regulación de frecuencia en el nodo del sistema de prueba, se observa que la aportación de energía es suficiente para balancear dicha frecuencia en el nodo. Esto se visualiza en la figura 6.15.

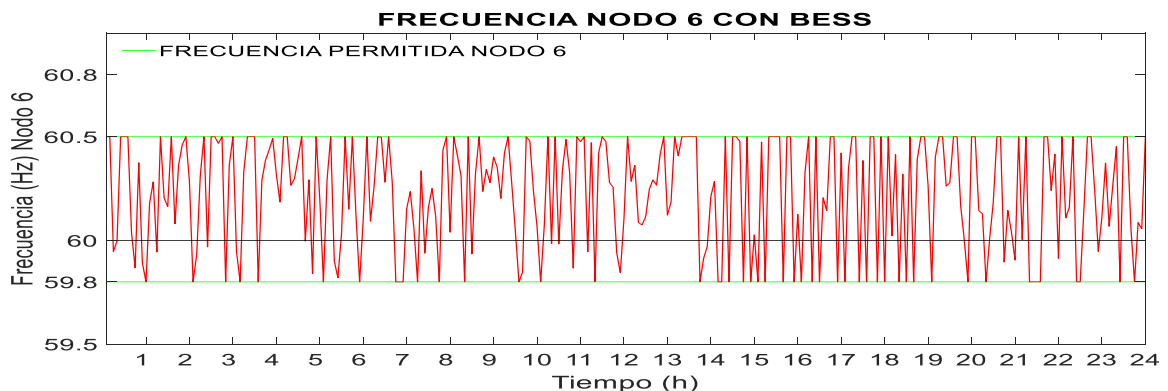


Figura 6.15 Frecuencia nodo 6 con *BESS*

En la figura 6.16 se observa el comportamiento de las potencias en el sistema durante las 24 h.

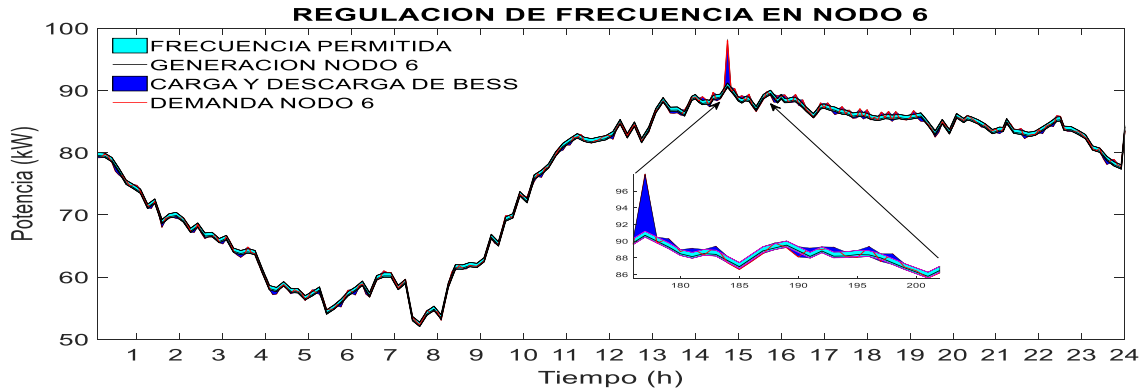


Figura 6.16 Regulación de Frecuencia con Generación y *BESS* nodo 6

El desbalance energético es diferente para cada nodo dependiendo de la dinámica de la carga y la cercanía eléctrica con las fuentes no reguladas. Así, la acción del *BESS* será diferente en cada nodo. Es de esperar que el *BESS* no garantice que el desbalance energético sea totalmente compensado, pero el *BMS* supervisado por el *DMS* logra un mejor aprovechamiento energético disminuyendo la variación frecuencial. Sin embargo, con el *DMS* propuesto y la activación de soluciones remediales se establece una variación acotada de la frecuencia.

### 6.5.2 Implementación del algoritmo en red

Para esta modalidad se considero que en cada uno de los periodos se obtienen mediciones a través de los *PMUs* instalados en los nodos de la micro-red (esto se realiza a través de los flujos de potencia) proporcionando la potencia activa. Posteriormente el *DMS* realiza restricciones de generación en la microturbina, accionando la potencia de los *BESS* a través del *BMS* considerando las características dinámicas de cada uno de estos sistemas de almacenamiento. Una vez que se ha dispuesto de la potencia activa de los *BESS* y *DG*, el *DMS* acciona para inyectar estas cantidades al siguiente periodo. Aquí se consideraron tres escenarios de operación: modo débil, modo isla y con acción remedial.

Los datos de demandas, perfiles de viento e irradiación solar fueron los mismos para los tres escenarios, cambiando el valor de las generaciones de las fuentes para poder representar los diferentes modos de operación de la micro-red. La franja de frecuencia considerada en estos escenarios, esta entre 59.8-60.5 Hz, que es la permitida por el estandar IEEE 1547.

### 6.5.2.1 Escenario I (micro-red débil)

En este escenario la generación convencional se fijó en 35 kW para simular una *MG* débil. Las fuentes renovables (solar y turbina eólica) se consideraron en 40 kW cada una, mientras que la microturbina se consideró como un valor de 50 kW. Los periodos de tiempo para estas simulaciones son cada 5 min.

La figura 6.17 muestra los resultados de potencia activa del sistema después de flujos y antes de entrar al *DMS* en cada periodo. Aquí se observan las restricciones de la microturbina y la participación de las baterías con la potencia al entrar en el siguiente periodo. En la figura 6.18 se indica la frecuencia que el sistema presentó al restringir la generación en la microturbina, sin embargo, esta frecuencia fue atenuada por la acción del *DMS* hacia las baterías instaladas.

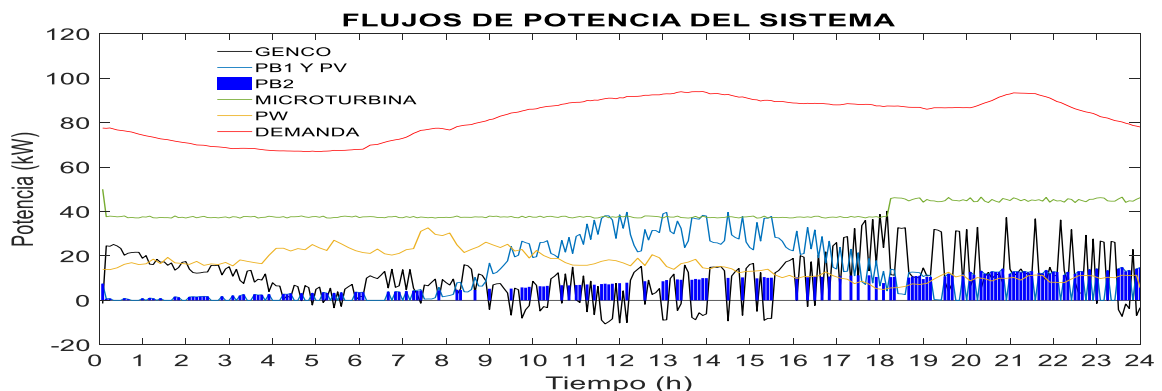


Figura 6.17 Potencia activa después de flujos de potencia del sistema débil



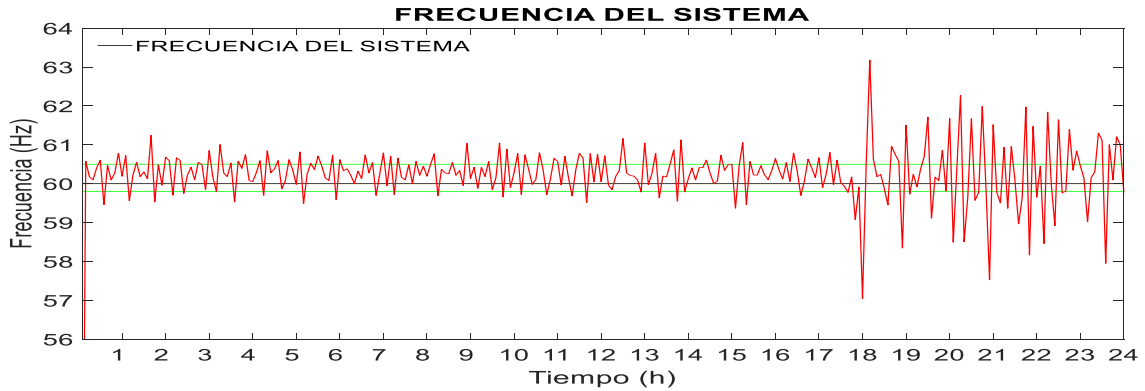


Figura 6.18 Frecuencia del sistema débil

En la grafica 6.19 se tiene la dinámica de cargas y descargas de las baterías para la regulación de la frecuencia en el sistema.

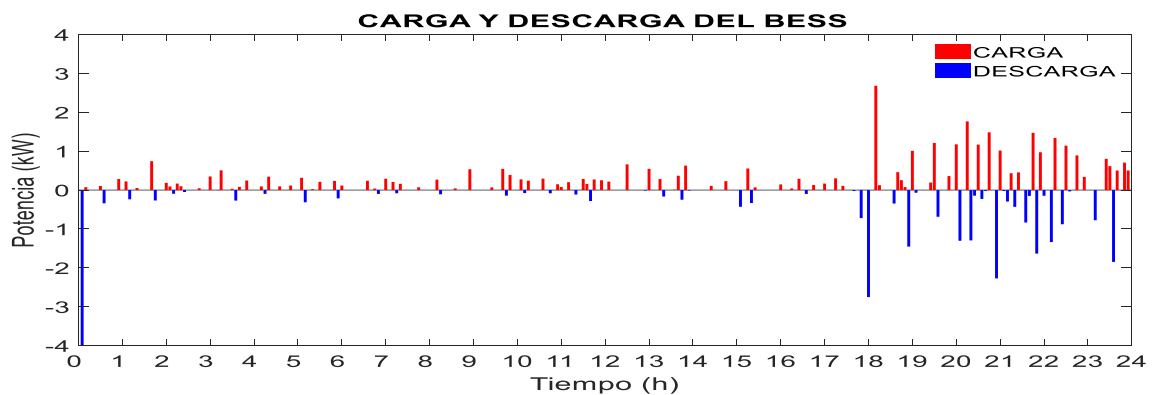


Figura 6.19 Cargas y descargas del BESS del sistema débil

En el esquema de la figura 6.20 está representado el estado de carga y dinámica de las baterías (esta dinámica esta explicada ampliamente en [100]). En esta dinámica los *BESS* tuvieron 92 y 51 operaciones de carga y descarga respectivamente durante el ciclo de 24 hrs.

La figura 6.21 representa la aportación de potencia activa de la generación distribuida y las cargas/descargas de los *BESS* en cada periodo de tiempo. Debido a que la red se encuentra interconectada a la red principal, aunque con un alimentador de alta impedancia, aun se observa soporte por parte de la *utility* y se refleja la participación del *BESS* en cantidades pequeñas.

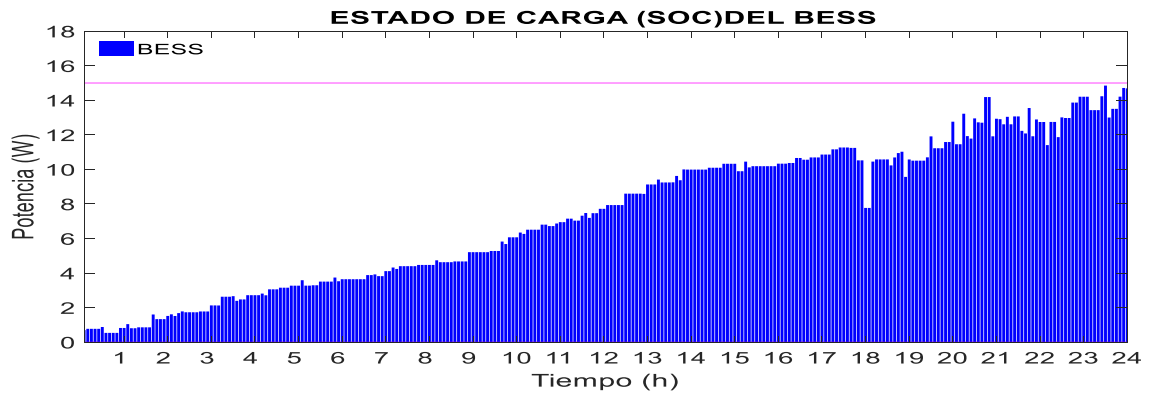


Figura 6.20 SOC de *BESS* del sistema débil

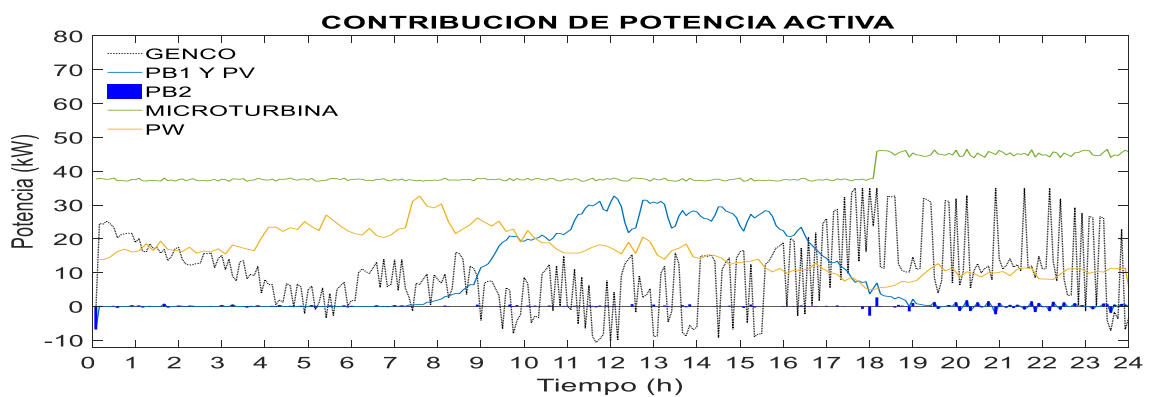


Figura 6.21 Potencia activa después de *DMS* sistema débil

En la figura 6.22 se muestra la frecuencia atenuada por la acción del *DMS* sobre las baterías. Esta frecuencia permanece dentro de los límites permitidos por el estándar IEEE 1547.

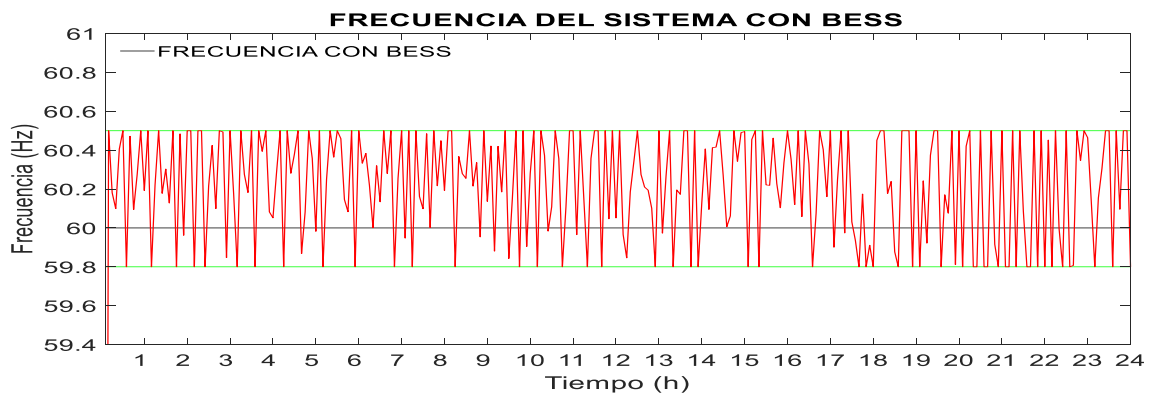


Figura 6.22 Frecuencia regulada por el *BESS* sistema débil

### 6.5.2.2 Escenario II (micro-red modo isla)

Para este caso se adaptó la *MG* modo isla con los siguientes valores de potencia en los generadores: para la generación convencional y debido a que la red se encuentra desconectada de la *utility*, no se consideró cantidad de potencia. Para la generación no controlable (fotovoltaica y turbina eólica) se cambió la potencia a 70 kW cada una y para la microturbina se consideró un valor de 70 kW.

En la figura 6.23 la generación únicamente depende de la *DG* y las baterías, dado que la micro-red se encuentra en modo isla, las potencias utilizables para el balance energético cada  $\Delta t$  son las que se encuentran disponibles tanto en las fuentes intermitentes como la potencia que regulará la microturbina. La variación de la frecuencia que se encuentra fuera de la franja permitida, es el objetivo a regular por el *BESS* (figura 6.24). Entre las 18 y 23 hrs el sistema únicamente depende de la turbina eólica, la microturbina y las baterías por lo que el *DMS* acciona el *BESS* con mayor dinámica en ese intervalo de tiempo.

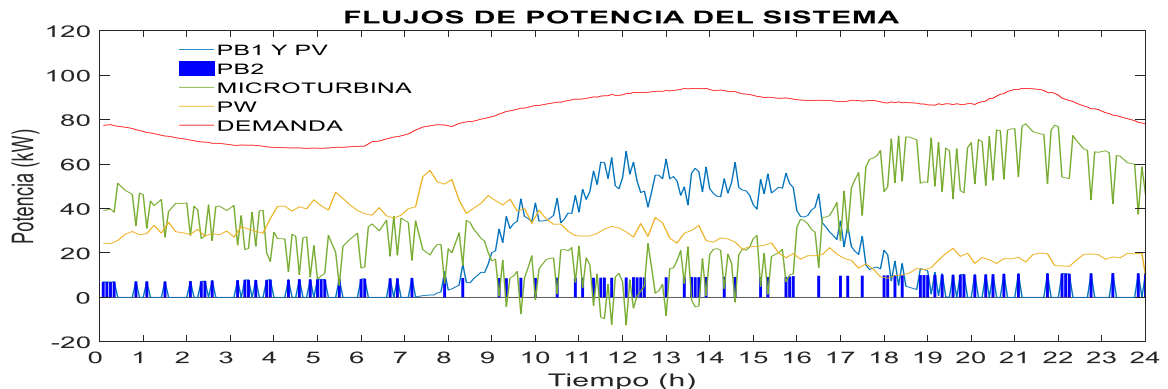


Figura 6.23 Potencia activa después de flujos de potencia del sistema isla

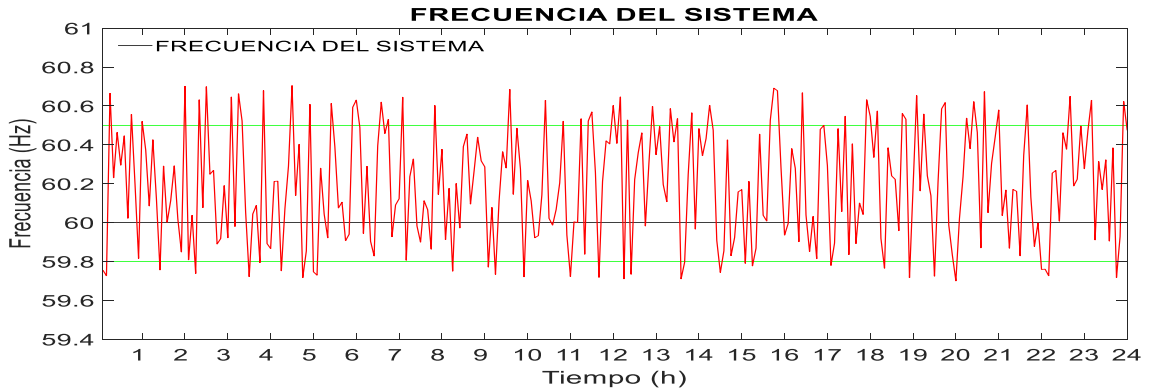


Figura 6.24 Frecuencia del sistema isla

En la figura 6.25 se observa la dinamica de carga y descarga de las baterias conectadas a la micro-red.

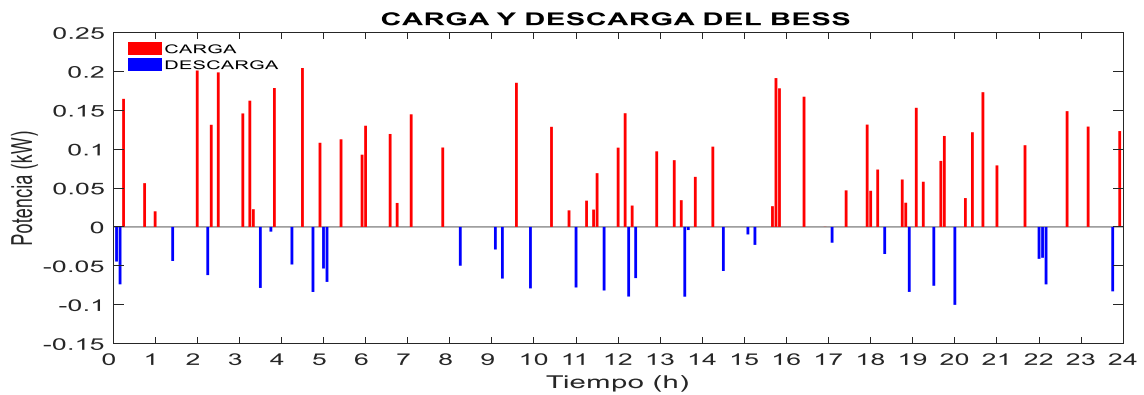


Figura 6.25 Cargas y descargas del BESS del sistema isla

En la gráfica 6.26 es observable que a finales del ciclo de las 24 hrs, La curva del estado de carga del *BESS* tiende a subir, esto es debido, a que la dinámica de carga ha tenido mas operaciones que la de descarga. Para este caso la operación de las baterías fue de 56 y 31 operaciones de carga y descarga respectivamente durante el ciclo completo de 24 hrs.

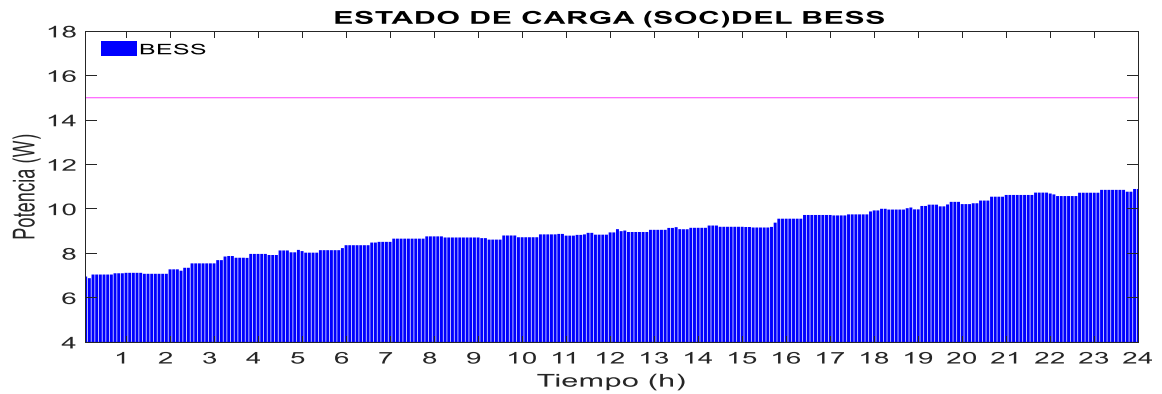


Figura 6.26 SOC de BESS del sistema isla

Cuando el *DMS* restringe la generación de la microturbina, los *BEES* accionan para balancear energéticamente el sistema cada intervalo de tiempo (figura 6.27). Para este caso, la participación de las baterías son en cantidades muy pequeñas como se observa en la gráfica de la figura 6.25.

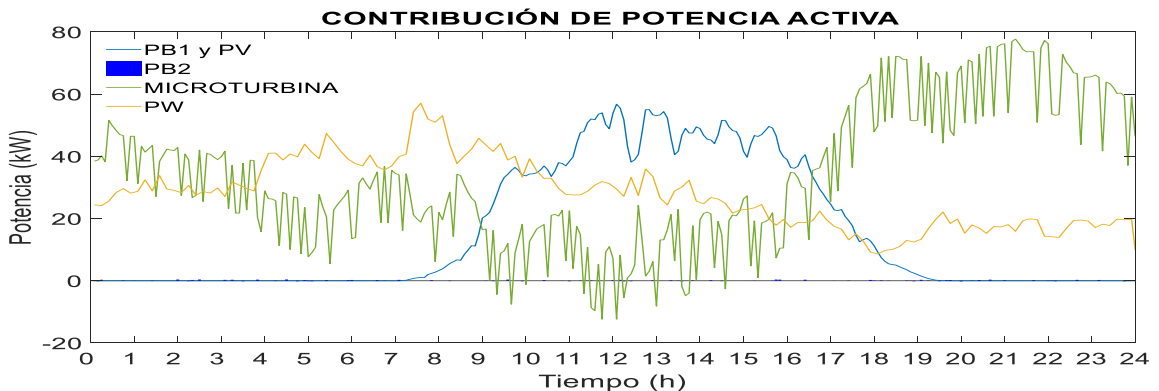


Figura 6.27 Potencia activa después de *DMS* sistema isla

Esta acción de las baterías, permiten realizar el balance energético en el sistema, regulando la frecuencia dentro de los límites permitidos por la normatividad aplicada a este trabajo de tesis. La frecuencia regulada para este caso se muestra en la figura 6.28.

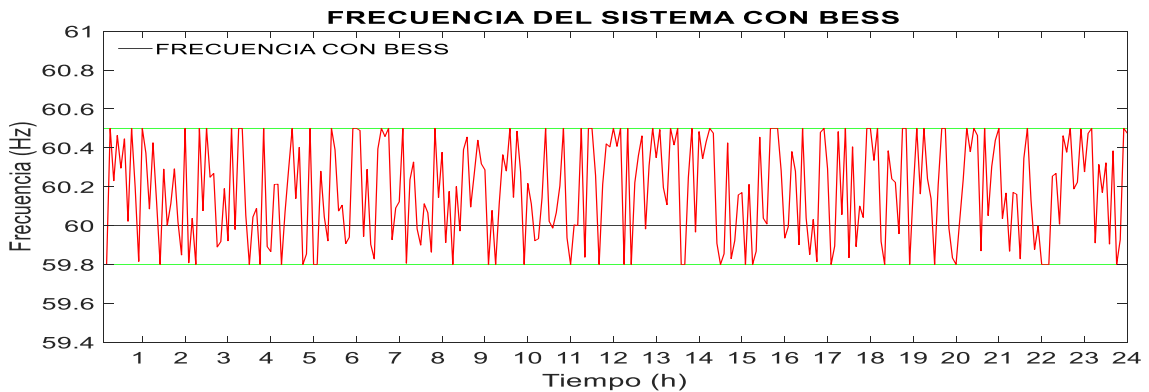


Figura 6.28 Frecuencia regulada por el *BESS* sistema isla

### 6.5.2.3 Escenario III (sistema acción remedial)

En este tercer caso, se consideraron los mismos datos del escenario I de la micro-red en modo débil. Se realizaron las restricciones en la generación de la microturbina, para crear el escenario cuando la red por falta de generación y falta de potencia en las baterías, el *DMS* accione el disparo de carga para la protección de la *DG* y *PV* de acuerdo con *IEEE std 1547.2-2008*. Cuando un sistema sufre un cambio abrupto ya sea en la demanda o alguna desconexión de una fuente de generación, es necesario que el *DMS* tome ciertas decisiones para la protección de los dispositivos interconectados en dicha red.

En la figura 6.29 se observa la contribución de los flujos de este sistema débil, mientras que la frecuencia (figura 6.30), debido a las restricciones consideradas en la microturbina, sufre cambios anormales y esto ocasiona una acción remedial que conlleva a la desconexión de carga hasta lograr un balance de la potencia activa. En el esquema de la figura 6.31 se observa la dinámica de las cargas y descargas de las baterías instaladas en el sistema eléctrico, mientras que en el estado de carga de los *BESS* de la figura 6.32 se observa que aproximadamente a las 20:50 hrs, la potencia de las baterías se han agotado. En la gráfica de la figura 6.33 se aprecia la frecuencia después de haber participado el *BESS* sobre los nodos óptimos del sistema, aquí se observa que las baterías han reducido el balance de la frecuencia en el sistema, sin embargo, debido a la falta de energía en las baterías no fue posible balancear el sistema en su totalidad.

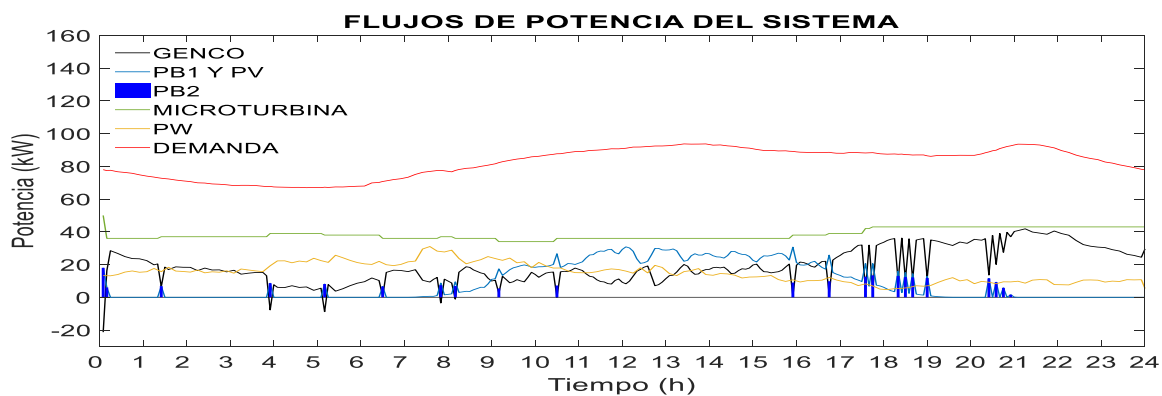


Figura 6.29 Potencia activa después de flujos de potencia del sistema *RAS*

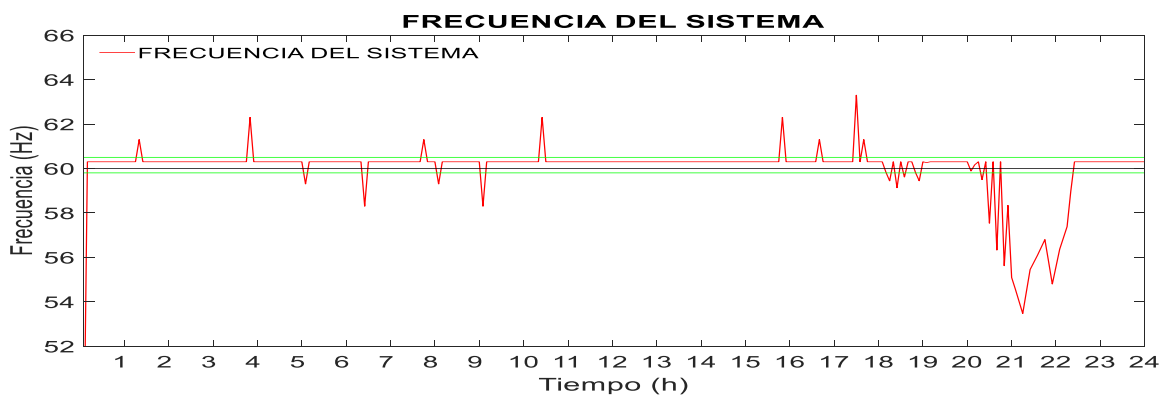


Figura 6.30 Frecuencia del sistema *RAS*

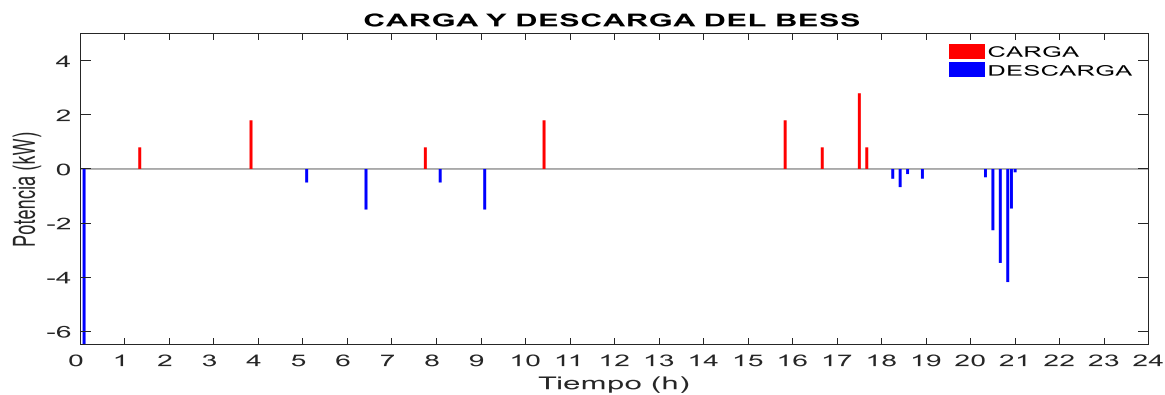


Figura 6.31 Cargas y descargas del BESS del sistema *RAS*

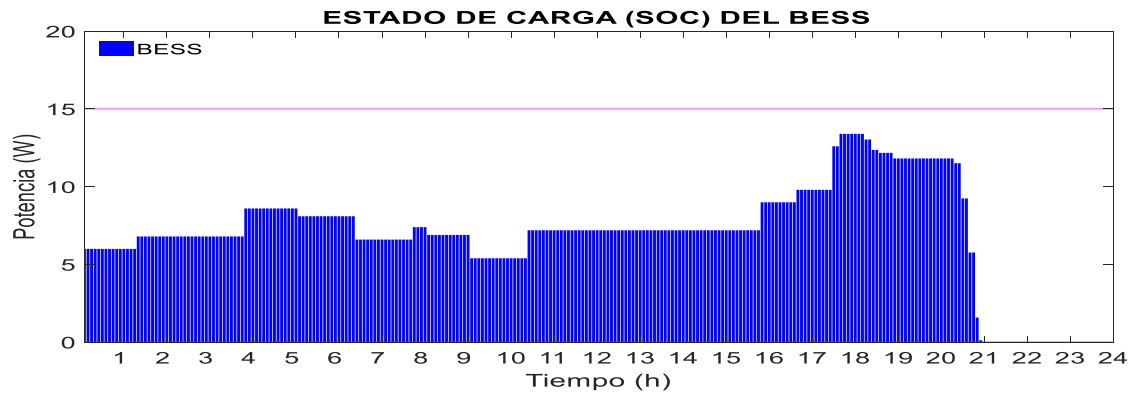


Figura 6.32 SOC de BESS del sistema RAS

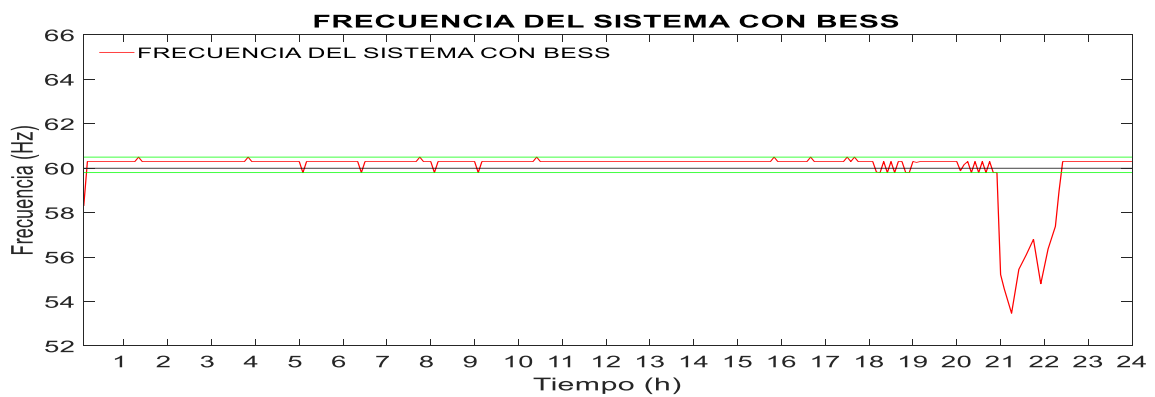


Figura 6.33 Frecuencia regulada por el BESS sistema RAS

En el estado de carga de las baterías se observa la dinámica, estas alcanzan su valor mínimo aproximadamente a las 20:50 hrs y al no tener más energía que aportar el *DMS* acciona la desconexión de carga. En la figura 6.34 se representa el balance energético cargando/descargando potencia en ciertos intervalos de tiempo por los *BESS* instalados y la necesidad energética en el sistema en los últimos periodos.



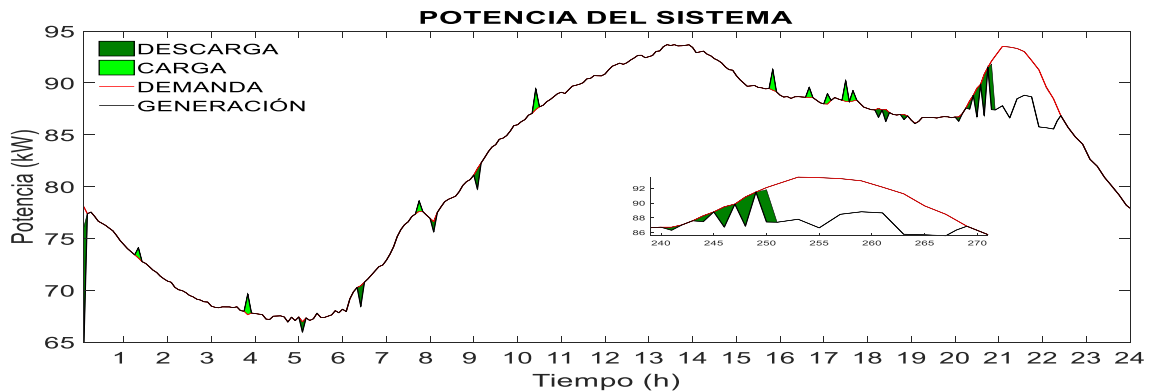


Figura 6.34 Desbalance del sistema

Tomando en consideración el standard de la *IEEE 1547* y observando que en la figura 6.34 existe un desbalance de energía en la micro-red débil de prueba, se analizan las curvas dentro y fuera de los límites de frecuencia establecidos para *GD* mayores a 30 kW. En la figura 6.35 se representa la acción remedial que acciona el *DMS* cuando la frecuencia sufre un cambio anormal (figura 6.34) aproximadamente a las 21 hrs y las baterías (figura 6.32) no logran balancear la energía en el sistema.

De acuerdo con el *standard*, para *DG* con capacidades mayores a 30 kW la variación de frecuencia  $>60.5$  Hz tiene un tiempo de mantenimiento de 0.16 s, y para el intervalo entre (59.8 a 57.0) Hz es ajustable de 0.16 s a 300s, mientras que para variaciones  $<57.0$  Hz el tiempo de mantenimiento es de 0.16 s. Considerando este escenario III (figura 6.35), cuando la frecuencia baja sobrepasa el límite de 59.8 Hz, el *DMS* a través del *BMS* activa el módulo de baterías con el 10% de potencia de descarga continua. Sin embargo, la energía de las baterías se han agotado al pasar por el límite de 57 Hz, por lo que se activa el tiempo de compensación de 0.16 s (línea negra de la figura 6.35). La frecuencia sigue quedando fuera después de ese tiempo por lo que el *DMS* toma la acción remedial de desconectar carga y regular la frecuencia en el intervalo de la falla.

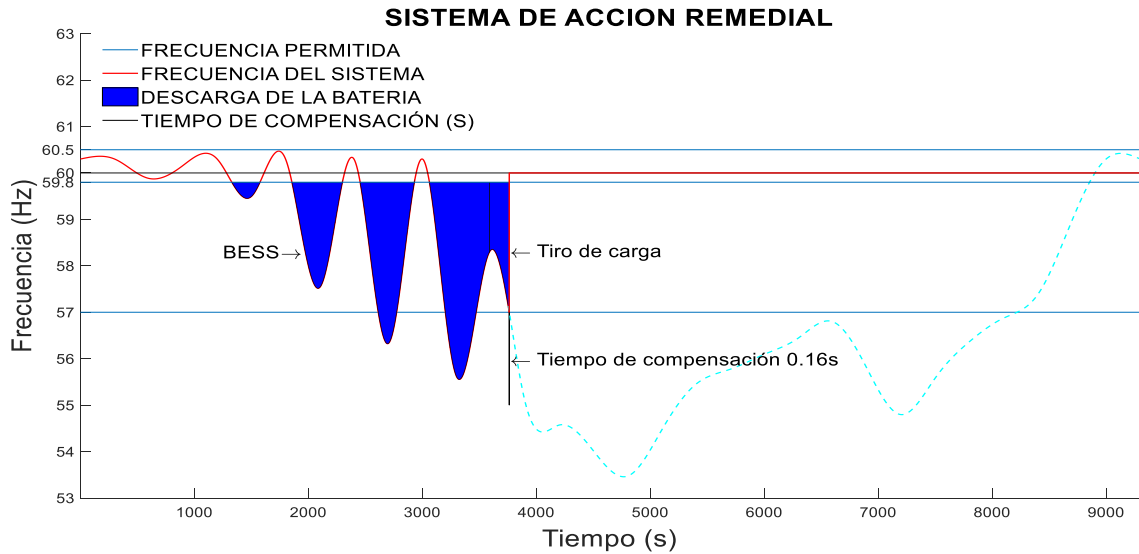


Figura 6.35 Sistema de acción remedial (RAS)

## 6.6 Conclusiones del capítulo 6

Con el sistema de control propuesto para el *DMS*, fue posible obtener una gestión en el uso eficiente de las baterías, aumentando la disponibilidad de energía almacenada. Utilizamos el procedimiento de flujo de energía durante un ciclo completo de 24 horas para obtener datos de la red en condiciones de medición en tiempo real, y en cada instante de tiempo (5 min) se hicieron restricciones en la generación de la microturbina para accionar el *BESS* a través del *DMS* teniendo una respuesta adecuada en el balance energético. Cuando se produce un desequilibrio de potencia en uno de los nodos, el *DMS* lo detecta y activa el *BMS* para indicar a las baterías la acción de carga/descarga en ese periodo. Si las baterías en ese momento tienen o carecen de energía, el *BMS* considera las restricciones de la dinámica de las baterías (Cantidad de potencia de carga, descarga mínima y carga máxima y número de operaciones) para su funcionamiento. En el caso de un desequilibrio de potencia muy grande y el *BESS* no puede suministrar energía en ese momento, el *DMS* toma la acción de desconectar la carga/generación. En los dos primeros escenarios, se logra el control de frecuencia, mientras que en el tercer caso, se crea una situación de

desequilibrio muy grande para que el *DMS* tome decisiones sobre acciones correctivas.

Es importante considerar tanto la magnitud y duración de la variación frecuencial fuera de la zona regulada para la activación del *RAS*, ponderando el tipo de carga.

## **CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **7.1 Introducción**

La integración de la *DG* en las redes eléctricas especialmente en las micro-redes proporciona muchas ventajas en la operación, sin embargo, debido a la intermitencia de las fuentes renovables, los sistemas se ven afectados en variaciones de tensión y frecuencia. En general, cuando una *MG* se encuentra interconectada a la utility, estas variaciones son controladas por la propia inercia de la red principal debido a las centrales de generación a gran escala. Pero cuando la *MG* se encuentra en modo débil o modo isla, la regulación del voltaje y la frecuencia se hace más difícil.

Las fuentes de energía renovable por su naturaleza intermitente no proporcionan inercia, por lo que se hace necesario la intervención de otros dispositivos como son los convertidores electrónicos o sistemas de almacenamiento en baterías para proporcionar soporte a la micro-red.

### **7.2 Conclusiones**

La propuesta de investigación en este trabajo se fijó en el diseño de un *DMS* que controla los *BESS* para la regulación de la frecuencia en los nodos débiles en una *MG* de prueba de 6 nodos. El algoritmo implementado para el control y operación de los *BESS* tiene buena respuesta ante la variación de la frecuencia, y hace posible la gestión de las fuentes y el uso eficiente de las baterías considerando sus características de diseño como son: las cantidades de carga y descarga de energía, las operaciones en un periodo de 24 hrs y los límites de carga y descarga de las mismas.

Se comprobó el impacto que tienen las baterías en las micro-red de prueba en sus diferentes modalidades: interconectada, isla y con alta impedancia, demostrando el rendimiento de estas en su operación en cada uno de los nodos cumpliendo con las restricciones proporcionadas en el modelo.

El algoritmo propuesto para la ubicación y colocación de las baterías identifica adecuadamente los nodos con requerimiento de energía donde colocará los *BESS* y a su vez, realiza el cálculo del dimensionamiento de la capacidad de potencia de las baterías.

En el caso de desbalance de energía muy grande donde las baterías no puedan suministrar la energía suficiente para el balance energético, el *DMS* activa los esquemas remediales para el control de la frecuencia y considera tanto la magnitud como la duración de la variación frecuencial fuera de la zona regulada por la *IEEE std 1547.2-200*. Para las simulaciones en la parte de operación, se utilizó el procedimiento de flujos de potencia durante un periodo completo de 24 hrs para obtener los datos actualizados en cada intervalo de tiempo medido en el sistema, dando como resultado la participación del *BESS* cada cinco minutos.

La ventaja del *DMS* propuesto es que se puede aplicar para diferentes tipos de redes o micro-redes e inclusive para sistemas pequeños industriales.

### 7.3 Contribuciones

Las contribuciones aportadas en el diseño del *DMS* se enlistan como sigue:

- Programación de un algoritmo de optimización para la ubicación y dimensionamiento de los sistemas de almacenamiento adaptable a cualquier tamaño de sistemas eléctricos.
- Diseño de un algoritmo para el control y regulación de la frecuencia con un modelo matemático de un *BESS* que incluyen las características de las baterías como: número de operaciones de carga y descarga en un periodo completo (24 hrs), cantidad de energía de carga y descarga cada instante

de tiempo (para este trabajo cada 5 minutos) y límite máximo de carga y límite mínimo de descarga de las baterías.

- Adaptación del sistema de acción remedial (*RAS*) en el control de regulación de frecuencia con la finalidad de proteger la generación distribuida y los sistemas fotovoltaicos ante variaciones muy grandes de frecuencia.
- Adaptación del procedimiento de flujos de potencia en el control del DMS para la simulación de un sistema en tiempo real y la obtención de datos actualizados cada 5 minutos.

#### **7.4 Recomendaciones y trabajos a futuro**

Como recomendaciones para la extensión de este trabajo de investigación se tiene lo siguiente.

Es necesario considerar a futuro que el DMS no solo controle las variables eléctricas, sino que también realice acciones de control sobre la desconexión de cargas en forma de bloques o áreas clasificadas como principales y no principales, además de considerar aspectos económicos para el mercado eléctrico.

Para el caso del modelo de los *BESS*, se recomienda extender el análisis considerando la temperatura interna de la batería, el tiempo de respuesta rápida tanto de carga como descarga y la reserva de potencia que debe almacenar para el siguiente período de 24 hrs.

Como siguiente paso como extensión de este trabajo de tesis se recomienda realizar la extensión del control en la potencia reactiva, con la finalidad de continuar con la regulación del voltaje en las micro-redes.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] C.M. Colson, M.H. Nehrir (2009). "*A Review of Challenges to real-time Power Management of Microgrids*". IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2009, pp 1-8.
- [2] Shouxiang Wang, Xingyou Zhang, Lei Wu, ShuminSun, "*New metrics for assessing the performance of multi-microgrid systems in stand-alone mode*", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 98, pp. 382-388, June 2018.
- [3] Babahajiani P, Shafiee Q, Bevrani H. "*Intelligent demand response contribution in frequency control of multi-area power systems*", IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 9, issue 2, pp.1282-1291, 2018.
- [4] I.Roytelman, B. K. Wee, R. L. Lugtu, "*Volt/Var Control Algorithm for Modern Distribution Management System*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 3, August 1995.
- [5] N. D. Hatziargyriou, A.Dimeas, A. G. Tsikalakis, J. Oyarzabal, J.A. Pecas Lopes, G. Kariniotakis, "*Management of Microgrids in Market Environment*", 2005 International Conference on Future Power Systems, 2005.
- [6] Antonis G. Tsikalakis, Nikos D. Hatziargyriou, "*Centralized Control for Optimizing Microgrids Operation*", 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, July 2011.
- [7] F. Katiraei, M. R. Iravani, Fellow, "*Power Management Strategies for a Microgrid With Multiple Distributed Generation Units*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21 , Issue 4, Nov. 2006.
- [8] Huang Jiayi, Jiang Chuanwen, Xu Rong, "*A review on distributed energy resources and MicroGrid*", Vol. 12, Issue 9, pp 2472-2483, December 2008.
- [9] Eleonora Riva Sanseverino a, María Luisa Di Silvestre, Mariano Giuseppe Ippolito, Alessandra De Paola, Giuseppe Lo Re, "*An Execution, Monitoring and Replanning Approach for Optimal Energy Management in Microgrids*", Energy 36, pp. 3429-3436, 2011.

- [10] AP Sakis Meliopoulos, Evangelos Polymeneas, Zhenyu Tan, Renke Huang, Dongbo Zhao, “*Advanced Distribution Management System*”, Transacciones IEEE en Smart Grid, Vol. 4, Núm. 4, Diciembre de 2013.
- [11] Sang-Yun Yun, Joon-Ho Choi, “*Development and Field Test of a Real-Time Database in the Korean Smart Distribution Management System*”, Energies, 7, ISSN 1996-1073, pp 1852-1875, 2014.
- [12] Salman Mohagheghi, James Stoupis, Zhenyuan Wang, Zhao Li , Hormoz Kazemzadeh, “*Demand Response Architecture: Integration into the Distribution Management System*”, 2010 First IEEE International Conference on Smart Grid Communications, Oct. 2010.
- [13] Qing LI, Zhao Xu, Li Yang, “*Recent Advancements on the Development of Microgrids*”, J. Mod. Power System Clean, Springer, Energy, 2(3), pp 206–211, 2014.
- [14] Navid Rahbari-Asr, Yuan Zhang, Mo-Yuen Chow. “*Consensus based distributed scheduling for cooperative operation of distributed energy resources and storage devices in smart grids*” The Institution of Engineering and Technology 2016 Journals, pp. 1268–1277, Nov- 2015.
- [15] Y. S. Foo. Eddy, H. B. Gooi, S. X. Chen, “*Multi-Agent System for Distributed Management of Microgrids*”, IEEE Transactions on Power Systems, pp 24-34, January 2015.
- [16] Wei Zhang, Wenxin Liu, Xin Wang, Liming Liu, and Frank Ferrese, “*Online Optimal Generation Control Based on Constrained Distributed Gradient Algorithm*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 30, Issue: 1, pp 35-45, January 2015.
- [17] G. Švenda V. Strezoski S. Kanjuh, “*Real-life distribution state estimation integrated in the distribution management system*”, International Transactions on Electrical Energy Systems, Wiley, pp 1-16. 2016.
- [18] L. Fiaschetti, M. Antunez, E. Trapani, L. Valenzuela, A. Rubiales, M. Risso, G. Boroni, “*Monitoring and controlling energy distribution: Implementation of a distribution management system based on Common Information*



- Model*”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 94, pp 67-76, January 2018.
- [19] Vladimir Terzija, Gustavo Valverde, Deyu Cai, Pawel Regulski, Vahid Madani, John Fitch, Srdjan Skok, Miroslav M. Begovic, and Arun Phadke, “*Wide-Area Monitoring, Protection, and Control of Future Electric Power Networks*”, Proceedings of the IEEE, Vol. 99, No. 1, January 2011.
  - [20] Ying-Yi Hong, Yi-Ting Tsai, Yu-Ting Yeh, Yung-Ruei Chang, Yih-Der Lee and Pang-Wei Liu, “*Synchronisation of weak microgrid with bulk power system*”, ELECTRONICS LETTERS 3rd Vol. 51 No.18, pp.1449–1451, September 2015.
  - [21] Dinesh Kumar, Vineeth Krishnan V., Samir K. Das, “*Fault Identification of Stability in a Weak AC Microgrid with Renewable Interface*”, International Journal of Advance Research in Science and Engineering”, Vol. 07 Special Issue No.04, April 2018.
  - [22] Daniel Akinyele, Juri Belikov, Yoash Levron, “*Challenges of Microgrids in Remote Communities: A STEEP Model Application*”, Energies 2018, 11, 432, pp. 5-35. 2018.
  - [232] Giuliana Invernizzi, Giorgio Vielmini, “*Challenges in Microgrid Control Systems Design. An application case*”, 2018 AEIT International Annual Conference, 3-5 October. 2018.
  - [24] A. A. Salam, A. Mohamed and M. A. Hannan, “*Technical Challenges of Microgrids*”, ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences, VOL. 3, NO. 6, DECEMBER 2008.
  - [25] M.S. Mahmoud, “*Chapter 1: Microgrid Control Problems and Related Issues, Book: Microgrids: Advanced Control Methods and Renewable Energy System Integration*”, Elsevier, pp. 1-42. 2017.
  - [26] Pedro Faria, Tiago Soares, Tiago Pinto, Tiago M. Sousa, João Soares, Zita Vale, Hugo Morais, “*Dispatch of Distributed Energy Resources to Provide Energy and Reserve in Smart Grids using a Particle Swarm Optimization Approach*”, IEEE Computational Intelligence Applications in Smart Grid (CIASG), pp 51-58, 2013.

- [27] Z. Vale, T. Pinto, H. Morais, I. Praca, P. Faria, "*VPP's multi-level negotiation in smart grids and competitive electricity markets*", IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp.1-8, 24-29 July 2011.
- [28] Motilal Bhoje, Mahesh H. pandya, Swati N. Purohit, Pradeep Jangir, Indrajit N. Trivedi, Narottam Jangir, "*Energy Management of Renewable Energy Sources in a Microgrid using Cuckoo Search Algorithm*" Conference on Electrical, Electronics and Computer Science, 2016.
- [29] Wayes Tushar, Jian Andrew Zhang, Chau Yuen, David B. Smith, and Naveed Ul Hassan, "*Management of Renewable Energy for a Shared Facility Controller in Smart Grid*" IEEE ACCESS. Pp 4269-4281, Julio-2016.
- [30] V. Calderaro, G. Conio, V. Galdi, G. Massa, A. Piccolo, "*Active management of renewable energy sources for maximizing power production*", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 57, Pages 64-72, May-2014.
- [31] Hannu Laaksonen, Kimmo Kauhaniemi, "*Voltage and frequency control of low voltage microgrid with converter-based DG units*", Published by International Science Press, Vol. 1, No. 1. January-June 2009.
- [32] Microgrid Institute. <http://www.microgridinstitute.org/microgrid-background.html>
- [33] Underwriters Laboratories 1741 Ed. 2, "*Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for use with Distributed Energy Resources*," 2010.
- [34] Gary L. Johnson, "*Wind Energy Systems*", Edit. Manhatan, KS, Electronic Edition, pp 4-1 5-4, October 2010.
- [35] Pedro Fernández Díez, "*Energía Eólica*", Departamento de Energía Eléctrica y Energética, Universidad de Cantabria, pp-II.-21 II.-32
- [36] Coherent Application Threads (CATs)  
<http://people.bu.edu/dew11/turbineperformance.html>
- [37] Henry Louie, "*Off-Grid Electrical Systems in Developing Countries*", Edit. Springer, Electrical and Computer Engineering Seattle University, ISBN 978-3-319-91889-1, 2018.

- [38] Ron Gallagher, Andrew Curtis Elmore, “*Monte Carlo Simulations of Wind Speed Data*”, Wind Engineering, Volume 33, no. 6, pp 661–673, 2009.
- [39] Thongchart Kerdphol, Kiyotaka Fuji, Yasunori Mitani, Masayuki Watanabe, Yaser Qudaih, “*Optimization of a battery energy storage system using particle swarm optimization for stand-alone microgrids*”, International Journal of Electrical power & Energy Systems, Volume 81, Pages 32-39 October 2016.
- [40] E. Skoplaki, J.A. Palyvos, “*On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations*”, Solar Engineering Unit, School of Chemical Engineering, National Technical University of Athens, 9 Heroon Polytechniou Zografos Campus, 15780 Athens, Attica, Greece, November 2008.
- [41] G.A.Rampinelli, A.Krenzinger, F.ChenloRomero, “*Mathematical models for efficiency of inverters used in grid connected photovoltaic systems*”, Renewable and Sustainable Energy Reviews 34, pp. 578–587, 2014.
- [42] Antonio Luque, Steven Hegedus, “*Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*”, Edit. John Wiley & Sons Ltd, Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid, Spain, ISBN 0-471-49196-9, p-297, 2003.
- [43] NREL Solar Radiation Research Laboratory (BMS).  
<https://midcdmz.nrel.gov/apps/daily.pl?site=BMS&start=20200101&yr=2020&mo=5&dy=22>
- [44] Hongbin Wu, Xingyue Liu, Ming Ding, “*Dynamic economic dispatch of a microgrid: Mathematical models and solution algorithm*”, Electrical Power and Energy Systems 63, pp. 336–346, 2014.
- [45] Q. Morante, N. Rinaldo, A. Vaccaro, and E. Zimeo, “*Pervasive grid for large-scale power systems contingency analysis*”, IEEE Trans. Ind. Inf., vol. 2, no. 3, pp. 165–175, Aug. 2006.
- [46] Eklas Hossain, Ersan Kabalci, Ramazan Bayindir, Ronald Perez, “*Microgrid testbeds around the world: State of art*”, Energy Conversion and Management 86, pp-132–153, 2014.

- [47] Dulal Manna, Swapan K. Goswami, “*Micro-Grid Operation and Control*”, National Conference on Recent Trends in Engineering and Technology, (NCRTET–2017).
- [48] IEEE Std 1547.4, “*Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resources Island Systems with Electric Power Systems*”, New York, USA, 2011.
- [49] Joan Rocabert, Alvaro Luna, Frede Blaabjerg, Pedro Rodríguez, “*Control of power converters in AC Microgrids*”, IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 27, pp-4734 – 4749, 2012.
- [50] Xiaonan Lu, Kai Sun, Josep Guerrero, Lipei Huang, “*SoC-based dynamic power sharing method with AC-bus voltage restoration for microgrid applications*”, IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, pp. 5677–5682, 2012.
- [51] V. Cagri Gungor, Dilan Sahin, Taskin Kocak, Salih Ergut, Concettina Buccella, Carlo Cecati and Gerhard P. Hancke, “*A Survey on Smart Grid Potential Applications and Communication Requirements*”, IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 9, no. 1, February 2013.
- [52] Ebrahim Vaahedi, “*Practical Power System Operation*”, Edit. Wiley-IEEE Press, Electronic Edition, ISBN:9781118915110, pp 176-192, 2014.
- [53] Dennis Metz, João Tomé Saraiva, “*Use of battery storage systems for price arbitrage operations in the 15 and 60 min German intraday markets*”, Electric Power Systems Research 160, pp. 27–36, 2018.
- [54] Mansur Aliyua, Ghassan Hassana, Syed A. Saida, Muhammad U. Siddiquic, Ali T. Alawamid, Ibrahim M. Elamind, “*A review of solar-powered water pumping systems*”, Renewable and Sustainable Energy Reviews 87, pp. 61–76, 2018.
- [55] Dhiaa Halboot Muhsen, Tamer Khatib, Haider Tarish Haider, “*A feasibility and load sensitivity analysis of photovoltaic water pumping system with battery and diesel generator*”, Energy Conversion and Management 148, pp. 287–304, 2017.

- [56] Mehrdad Gholami, Seyed Hamid Fathi , Jafar Milimonfared, Zhe Chen, Fujin Deng, “*A new strategy based on hybrid battery–wind power system for wind power dispatching*”, IET Generation, Transmission & Distribution, August 2017.
- [57] Ning Yan, Zuo Xia Xing, Wei Li, and Bo Zhang, “*Economic Dispatch Application of Power System with Energy Storage Systems*”, IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 26, no. 7, October 2016.
- [58] Fei Wang, Lidong Zhou, Hui Ren, Xiaoli Liu, Saber Talari, Miadreza Shafiekhah, Joao P. S. Catalao, “*Multi-Objective Optimization Model of Source–Load–Storage Synergetic Dispatch for a Building Energy Management System Based on TOU Price Demand Response*”, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 54, no. 2, march/april 2018.
- [59] H. A. Kiehne, “*Battery Technology Handbook*”, Second Edition, Edit. Marcel Dekker Inc, ISBN: 0-8247-4249-4, 2003.
- [60] Haisheng Chen, Thang Ngoc Cong, Wei Yang, Chunqing Tan, Yongliang Li, Yulong Ding, “*Progress in electrical energy storage system: A critical review*”, Progress in Natural Science 19, pp. 291–312, 2009.
- [61] K.C. Divya, Jacob Østergaard, “*Battery energy storage technology for power systems—An overview*”, Electric Power Systems Research 79, pp.511–520, 2009.
- [62] Andreas Poullikkas, “*A comparative overview of large-scale battery systems for electricity storage*”, Renewable and Sustainable Energy Reviews 27, pp.778–788, 2013.
- [63] Large-Scale Energy Storage, GCEP Tutorial Series, October 14, 2015  
[https://gcep.stanford.edu/pdfs/symposium2015/Presentations/Mooney\\_GCEPSymposium2015\\_EnergyStorage101.pdf](https://gcep.stanford.edu/pdfs/symposium2015/Presentations/Mooney_GCEPSymposium2015_EnergyStorage101.pdf)
- [64] Matthew T. Lawder, Bharatkumar Suthar, Paul W. C. Northrop, Sumitava De, C. Michael Hoff, Olivia Leitermann, Mariesa L. Crow, Shriram Santhanagopalan, Venkat R. Subramanian, “*Battery Energy Storage System (BESS) and Battery Management System (BMS) for Grid-Scale Applications*”, Proceedings of the IEEE, Vol. 102, No. 6, June 2014.

- [65] *Handbook on Battery Energy Storage System*, Asian Development Bank, ISBN 978-92-9261-470-6 (print), 978-92-9261-471-3 (electronic), December 2018.
- [66] Climate plus, Climate change, sustainability, plus sundry other stuff <http://www.climateplus.info/2016/06/19/bloombergs-new-energy-outlook-2016/>
- [67] R. Bussar et al, "*Battery Energy Storage for Smart Grid Applications*", EUROBAT, 2013.
- [68] S. Dahlke, "*Evaluating the Economics for Energy Storage in the Midcontinent: A Battery Benefit-Cost Analysis*," Great Plains Institute, July, 2016.
- [69] Anya Castillo, Xinyi Jiang, and Dennice F. Gayme, "*Lossy DCOPF for Optimizing Congested Grids with Renewable Energy and Storage*", American Control Conference (ACC) June 4-6, 2014. Portland, Oregon, USA, 2014.
- [70] Valentin A. Boicea, "*Energy Storage Technologies: The Past and the Present*", Proceedings of the IEEE, Vol. 102, No. 11, pp-1777-1794, November 2014.
- [71] Bahman Bahmani-Firouzi Rasoul Azizipanah-Abarghooee, "*Optimal sizing of battery energy storage for micro-grid operation management using a new improved bat algorithm*", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol 56, pp. 41-54, March 2014.
- [72] Changsong Chen, Shanxu Duan, Tao Cai, Bangyin Liu, and Guozhen Hu, "*Optimal Allocation and Economic Analysis of Energy Storage System in Microgrids*", IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 26, No. 10, October 2011.
- [73] T. T. Oliveira, D. R. R. Penido, and L. R. Araujo, "*Optimal Allocation and Battery Operations for Voltage Constraint and Loss Reduction*", IEEE Latin America Transactions, Vol. 16, No. 7, July 2018.

- [74] Jing Qiu<sup>1</sup>, Junhua Zhao, Yu Zheng, Zhaohui Dong, Zhao Yang Dong, “*Optimal allocation of BESS and MT in a Microgrid*”, IET Generation. Transmission & Distribution, Vol. 12 Iss. 9, pp. 1988-1997, 2018.
- [75] Miguel Ramírez, Rafael Castellanos, Guillermo Calderón, Om Malik, “*Placement and sizing of battery energy storage for primary frequency control in an isolated section of the Mexican power system*”, Electric Power Systems Research 160, pp-142–150, 2018.
- [76] Nhung Nguyen-Hong, Huy Nguyen-Duc, and Yosuke Nakanishi, “*Optimal Sizing of Energy Storage Devices in Isolated Wind-Diesel Systems Considering Load Growth Uncertainty*”, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 54, No. 3, May/June 2018.
- [77] Thomas Ackermann, “*Wind Power in Power System*”, edit. John Wiley & Sons, Ltd, Royal Institute of Technology Stockholm, Sweden, ISBN 0-470-85508-8, 2005.
- [78] P. Kundur, “*Power System Stability and Control*”. NewYork, NY, USA: McGraw-Hill, 1994.
- [79] H. Saadat, “*Power System Analysis*”, Third Edition. PSA Publishing, 2010.
- [80] B. Kroposki, R. Lasseter, T. Ise, S. Morozumi, S. Papatlianassiou, and N. Hatziaargyriou, “*Making microgrids work*”, IEEE Power Energy Mag., vol. 6, no. 3, pp. 40–53, May/Jun. 2008.
- [81] N. Soni, S. Doolla, and M. C. Chandorkar, “*Analysis of frequency transients in isolated microgrids*”, IEEE Ind. Appl. Soc. Annu. Meeting, Portland, OR, USA, pp. 1–9, 2016.
- [82] Revel G, Leon AE, Alonso DM, Moiola JL. “*Dynamics and stability analysis of a power system with a PMSG-based wind farm performing ancillary services*”, IEEE Trans Circuits Syst I 2014;61(7):2182–93.
- [83] Mohammad Dreidy, H. Mokhlis, Saad Mekhilef, “*Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review*”, Renewable and Sustainable Energy Reviews 69, pp 144–155, 2017.
- [84] Morren J, Pierik J, De Haan SW., “*Inertial response of variable speed wind turbines*”, Electric Power System, Res 2006, 76:980–7.

- [85] Wachtel S, Beekmann A., “*Contribution of wind energy converters with inertia emulation to frequency control and frequency stability in power systems*”, In: Proceedings of the 8th international workshop on large scale integration of wind power into power systems as well as on offshore wind farms, Bremen, Germany, 2009.
- [86] Faranda R, Leva S., “*Energy comparison of MPPT techniques for PV systems*”, WSEAS Transactions of Power System, 2008, Vol. 3, pp.446–55.
- [87] Zarina P, Mishra S, Sekhar P., “*Deriving inertial response from a non-inertial PV system for frequency regulation. In*”, Proc IEEE Int Drives and Energy Syst Conf (PEDES) on IEEE Power Electronics; 2012. p. 1–5.
- [88] Zarina Rocabert, Alvaro Luna, Frede Blaabjerg, Pedro Rodríguez, “*Control of Power Converters in AC Microgrids*”, IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 27, no. 11, Nov. 2012.
- [89] J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, A. Luna, P. Rodriguez, and R. Teodorescu, “*Adaptive droop control applied to voltage-source inverters operating in grid-connected and islanded modes,*” IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 56, no. 10, pp. 4088–4096, Oct. 2009.
- [90] Y. Tofis, S. Timotheou, E. Kyriakides, “*Minimal load shedding using the swing equation*”, IEEE Transaction Power System, 2016.
- [91] Standard, U.L. “1741.” *Inverters, Converters, and Controllers for Independent Power Systems* (2002).
- [92] IEEE Std 1547.2-2008, IEEE Application Guide for IEEE Std 1547™, *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, 2008.
- [93] Yuqing Yang, Stephen Bremner, Chris Menictas, Merlinde Kay, “*Battery energy storage system size determination in renewable energy systems: A review*”, Renewable and Sustainable Energy Reviews 9, pp 109–125, 2018.
- [94] Mohemmed Alhaider , Lingling Fan, “*Mixed integer programming based battery sizing*”, Energy Syst, © Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014.



- [95] Chao Lu, Hanchen Xu, Xin Pan, Jie Song, “*Optimal Sizing and Control of Battery Energy Storage System for Peak Load Shaving*”, *Energies* 7, pp 8396-8410, 2014.
- [96] Isha Sharma, Kankar Bhattacharya, “*Optimal Sizing of Battery Energy Storage Systems in Unbalanced Distribution Feeders*”, IEEE, 2013.
- [97] Nitikorn Junhuathon, Boonruang Marungsri, “*Optimal Location and Size for the Battery Energy Storage System Installation in a Microgrid*”, *Advances in Engineering Research*, volume 139, 2nd International Conference on Electrical Engineering and Automation (ICEEA 2018).
- [98] Srinivas Bhaskar Karanki, David Xu , Bala Venkatesh, “*Optimal Location of Battery Energy Storage Systems in Power Distribution Network for Integrating Renewable Energy Sources*”, IEEE, 2013.
- [99] NEC energy solutions. <https://www.energy-xprt.com/products/model-hr-high-rate-energy-storage-racks-416837>
- [100] Gustavo Perez Hernandez and Arturo Conde Enriquez, “*Impact of dynamic performance of batteries in microgrids, Chapter 7*”, Book: *Distributed Energy Resources in Microgrids*, Edit. Elsevier, ISBN: 978-0-12-817774-7, pp 185-214. 2019.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Red WAN para un DMS.....	12
Figura 2.2	Esquema de una <i>MG</i> débil.....	14
Figura 2.3	Consideraciones para la operación de una <i>MG</i> .....	18
Figura 2.4	Representación de la potencia del aerogenerador.....	22
Figura 2.5	Perfiles de viento.....	24
Figura 2.6	Aproximación de las curvas de viento.....	25
Figura 2.7	Comparación de potencia del viento y potencia eléctrica.....	25
Figura 2.8	Perfiles de irradiación solar.....	28
Figura 2.9	Aproximaciones de irradiación solar.....	28
Figura 2.10	Potencia eléctrica fotovoltaica Vs irradiancia.....	29
Figura 2.11	Micro-red con <i>DG</i> .....	31
Figura 2.12	Generación y demanda de la micro-red.....	34
Figura 2.13	Requerimiento de energía en nodos 12 y 13.....	34
Figura 2.14	Esquema de micro-redes con un <i>DMS</i> .....	36
Figura 2.15	Funcionalidad de un <i>DMS</i> .....	37
Figura 2.16	Arquitectura del <i>DMS</i> .....	38
Figura 3.1	<i>BESS</i> conectado a una red.....	46
Figura 3.2	Conexión de <i>BESS</i> para proyectos a escala utility.....	47
Figura 3.3	Proyección de energía renovable.....	48
Figura 3.4	Dinámica del <i>BESS</i> propuesta.....	56
Figura 3.5	Demanda y generación en nodo 5.....	58
Figura 3.6	Representación de cargas y descargas en nodo 5.....	58
Figura 3.7	Dinámica de <i>BESS</i> en nodo 5.....	59
Figura 3.8	Contribución de <i>BESS</i> en nodo 5.....	59
Figura 3.9	Demanda y generación en nodo 8.....	60
Figura 3.10	Representación de descargas en nodo 8.....	61
Figura 3.11	Dinámica de <i>BESS</i> en nodo 8.....	61
Figura 3.12	Contribución de <i>BESS</i> en nodo 8.....	61
Figura 3.13	Demanda y generación en nodo 12.....	62
Figura 3.14	Representación de descargas en nodo 12.....	62

Figura 3.15 Dinámica de BESS en nodo 12.....	63
Figura 3.16 Contribución de BESS en nodo 12.....	63
Figura 3.17 Demanda y generación en nodo 13.....	64
Figura 3.18 Representación de descargas en nodo 13.....	64
Figura 3.19 Dinámica de BESS en nodo 13.....	65
Figura 3.20 Contribución de BESS en nodo 13.....	65
Figura 4.1 Modelo del generador.....	70
Figura 4.2 Modelo de carga-generador.....	71
Figura 4.3 Modelo de una turbina de vapor sin recalentamiento.....	72
Figura 4.4 Modelo del sistema de velocidad de gobernación.....	73
Figura 4.5 Modelo del control de frecuencia de una máquina síncrona.....	73
Figura 4.6 Modelo del sistema de control de frecuencia con $\Delta P_L$ como entrada.....	74
Figura 4.7 Emulación de inercia para turbina eólicas de velocidad variable.....	76
Figura 4.8 Controlador de reserva de potencia rápida para turbinas eólicas....	77
Figura 4.9 Regulador de frecuencia fotovoltaico.....	79
Figura 4.10 Convertidor formación de red (fuente de voltaje) .....	80
Figura 4.11 Convertidor alimentación de red (fuente de corriente) .....	80
Figura 4.12 Convertidor de soporte de red (fuente de corriente) .....	81
Figura 4.13 Convertidor de soporte de red (fuente de voltaje) .....	81
Figura 4.14 Variación en el sistema micro-red.....	83
Figura 5.1 Consideraciones para la operación de una micro-red.....	85
Figura 5.2 Unidades de medición para una <i>MG</i> .....	86
Figura 5.3 <i>Microgrid</i> modo interconectada.....	93
Figura 5.4 <i>Microgrid</i> modo isla.....	94
Figura 5.5 Control <i>DMS</i> .....	95
Figura 5.6 Rangos de frecuencia.....	98
Figura 5.7 Operación del <i>DMS</i> sobre el <i>BESS</i> .....	100
Figura 6.1 Demandas nodales.....	103
Figura 6.2 Sistema de prueba de 6 nodos con generación distribuida.....	104
Figura 6.3 Perdidas del sistema intercalando <i>BESS</i> en cada uno de los nodos.....	105
Figura 6.4 Resultados de ubicación y dimensionamiento.....	106

Figura 6.5	Perdidas con y sin baterías.....	106
Figura 6.6	Generación y demanda del nodo 5.....	108
Figura 6.7	Frecuencia en nodo 5.....	108
Figura 6.8	Dinámica de cargas y descargas en nodo 5.....	109
Figura 6.9	Estado de carga de BESS en nodo 5.....	109
Figura 6.10	Frecuencia nodo 5 con <i>BESS</i> .....	110
Figura 6.11	Regulación de Frecuencia con Generación y <i>BESS</i> nodo 5.....	111
Figura 6.12	Frecuencia en nodo 6.....	112
Figura 6.13	Dinámica de cargas y descargas en nodo 6.....	112
Figura 6.14	Estado de carga de <i>BESS</i> en nodo 6. ....	113
Figura 6.15	Frecuencia nodo 6 con <i>BESS</i> .....	113
Figura 6.16	Regulación de Frecuencia con Generación y <i>BESS</i> nodo 6.....	114
Figura 6.17	Potencia activa después de flujos de potencia del sistema débil.....	115
Figura 6.18	Frecuencia del sistema débil.....	116
Figura 6.19	Cargas y descargas de BESS del sistema débil.....	116
Figura 6.20	<i>SOC</i> de <i>BESS</i> del sistema débil.....	117
Figura 6.21	Potencia activa después de <i>DMS</i> sistema débil.....	117
Figura 6.22	Frecuencia regulada por el <i>BESS</i> sistema débil.....	117
Figura 6.23	Potencia activa después de flujos de potencia del sistema isla.....	118
Figura 6.24	Frecuencia del sistema isla.....	119
Figura 6.25	Cargas y descargas del BESS del sistema isla.....	119
Figura 6.26	<i>SOC</i> de <i>BESS</i> del sistema isla.....	120
Figura 6.27	Potencia activa después de <i>DMS</i> sistema isla.....	120
Figura 6.28	Frecuencia regulada por el <i>BESS</i> sistema isla.....	121
Figura 6.29	Potencia activa después de flujos de potencia del sistema RAS.....	122
Figura 6.30	Frecuencia del sistema RAS.....	122
Figura 6.31	Cargas y descargas del BESS del sistema RAS.....	122
Figura 6.32	<i>SOC</i> de <i>BESS</i> del sistema RAS.....	123
Figura 6.33	Frecuencia regulada por el <i>BESS</i> sistema RAS.....	123
Figura 6.34	Desbalance del sistema.....	124
Figura 6.35	Sistema de acción remedial ( <i>RAS</i> ).....	125

## LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1	Algunas aplicaciones en las micro-redes.....	16
Tabla 2.2	Demandas nodales del sistema de prueba.....	34
Tabla 3.1	Características técnicas de sistemas de almacenamiento a gran escala.....	44